

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

جامعة سعد دحلب البليدة
Université SAAD DAHLAB de BLIDA

كلية التكنولوجيا
Faculté de Technologie

قسم الإلكترونيك
Département d'Électronique



Mémoire de Projet de Fin d'Études

présenté par

Takouche Abdelkader

&

Djibaoui zakaria

pour l'obtention du diplôme de Master en Electrotechnique spécialité Machines
électriques

Thème

Etude et Evaluation des Différents Type de Protection

Câble HTB

Application Départ 220KV Hamma-EL harrach

Proposé et dirigé par,

Dr. Khlifi Otmane

Mme. Z. Chabane

Année Universitaire 2015-2016

A decorative scroll with a green and yellow gradient background. The scroll is tied with a brown ribbon at the top left. The right edge features a vertical floral arrangement of red and purple flowers. At the bottom left, there is a large red scallop shell with two pearls inside, surrounded by more flowers and a string of pearls. The scroll is unrolled, showing a white surface where the text is written.

Dédicace

*Je dédie ce modeste travail
A ma très chère mère source de tendresse ;
A mon très cher père, qui m'encourage
Dans les instants délicats ;
A mes chères frères ;
A mes chères sœurs ;
A toute ma famille ;
A tous mes amis
A Tous mes collègues de travail (Sonelgaz, GRTE)*

Takouche Abdelkader



Dédicace

*Je dédie ce modeste travail
A ma très chère mère source de tendresse ;
A mon très cher père, qui m'encourage
Dans les instants délicats ;
A mes chères frères ;
A mes tantes et oncles ;
A toute ma famille ;
A tous mes amis*

Djibaoui zakaria

Remerciement

Tout d'abord, Je remercie Allah, le tout puissant, le miséricordieux, de m'avoir appris ce que J'ignorais, de m'avoir donné la santé et tout dont je necessitais pour l'accomplissement de cette thèse.

J'adresse de chaleureux remerciements à mon promoteur Mr A.Khelifi docteur à l'université de Saad Dahleb Blida. Sa disponibilité. Aussi, je le remercie pour ses encouragements et son indulgence, pendant la période de travail.

Egalement, je remercie mon Co-promotrice de thèse, Mme Z.Chabane, ingénieure dans la société Sonelgaz (GRTE), pour ses conseils avisés et son écoute qui ont été prépondérants pour la bonne réussite de cette thèse. Son énergie et sa confiance ont été des éléments moteurs pour moi.

J'adresse de sincères remerciements à M. ABBACI Mohamed, Ingénieur à SONELGAZ pour son implication dans mes travaux. Il m'a donné des conseils avisés et a été une grande ressource pour le développement de l'application.

Je voudrais remercie les membres du jury pour la pertinence de leurs remarques avisées, qui vont permettre l'amélioration de la qualité du manuscrit et l'essor vers de nouvelles perspectives.

Je remercie également tous les enseignants de département d'électrotechnique de l'université Saad Dahleb Blida qui ont participé à ma formation pendant tout le cycle universitaire.

Enfin, je ne peux oublier de remercier nos familles pour leur soutien au cours de ces six années et sans lesquels nous n'en serais pas là aujourd'hui.

ملخص

تقدم هاته المذكرة دراسة أنواع مختلفة من أجهزة حماية خطوط نقل الكهرباء ذات التوتر العالي. النمذجة والمحاكاة لأجهزة الحماية الرقمية من خلال منهجية تقوم على استخدام البرنامج المسمى PSCAD/EMTDC (تصميم أنظمة الطاقة بمساعدة الكمبيوتر).

يستخدم هذا البرنامج موارد تدعى المكونات، مما يسهل إنشاء نماذج مستخدم مخصصة. الإشارات الكهربائية والمنطقية توصل إلى مداخل ومخارج مكونات البرنامج PSCAD/EMTDC لتشكل نموذج حماية النظام.

توضح هذه المذكرة طريقة لتصميم ومحاكاة لنموذج جهاز الحماية للممانعة الناقصة للخطوط الكهربائية، نموذجا لجهاز الحماية التفاضلية للخطوط الكهربائية ونموذجا لجهاز حماية الخطوط ضد التيار الكهربائي الزائد.

وقد أظهرت النتائج المتحصل عليها أن نماذج من أجهزة الحماية الرقمية كانت ذو نتائج مرضية وفقا لنتائج الاختبار المتوقع.

كلمات مفتاحية : جهاز الحماية للممانعة الناقصة للخطوط الكهربائية، جهاز الحماية التفاضلي للخطوط الكهربائية، جهاز الحماية للتيار الكهربائي الزائد، نقل الكهرباء، التوتر العالي.

Résumé

Cette mémoire présente l'étude et évaluation des différents types de protection des lignes de transport de l'électricité HTB (HT et THT). La modélisation et la simulation des relais de protection numériques par une méthodologie qui est basé sur l'utilisation de l'environnement du logiciel PSCAD/EMTDC, et les essais via la caisse omicron et ont a montré le bon fonctionnement des protections différentielles et de distance en concordance avec le réglage théorique des deux protections.

Ce logiciel utilise des ressources appelées *Composant*, ce qui facilite la création des modèles personnalisés par l'utilisateur. Les signaux électriques et logiques sont connectés aux entrées et sorties de ces composants du PSCAD/EMTDC constituant un modèle du système de protection.

Cette thèse décrit une méthode pour la conception et la simulation d'un modèle de la modèle de la protection différentielle, un modèle de la protection distance (à minimum d'impédance).

Les résultats obtenus ont montrés que les modèles des protections numériques répondent de manière satisfaisante selon les résultats attendus des tests.

Mots clés : Protection différentielle câble ; Protection de distance (à minimum d'impédance), Transport électrique, Haute Tension.

Abstract

This thesis presents the study and evaluation of different types of protection of electricity transmission lines HV (HV and EHV). Modeling and simulation of digital protection relay with a methodology that is based on the use of the software environment PSCAD / EMTDC , and testing via omicron box and showed the correct operation of differential protection and distance consistent with the theoretical adjustment of the two protections.

This software uses the known resources component, which facilitates the creation of custom templates by the user. Electrical and logic signals are connected to the inputs and outputs of these components PSCAD / EMTDC constituting a model of the welfare system.

This thesis describes a method for the design and simulation of a model of the model of differential protection, a model of the distance protection (under impedance).

The results have shown that the models of digital protection relays respond satisfactorily according to the expected test results.

Key words: differential cable protection; Distance protection (under impedance), electric transport, High Voltage.

Introduction générale

Dans une installation industrielle, la sûreté de fonctionnement et la continuité de service est une nécessité. De ce fait, on doit assurer une source d'alimentation électrique continue et protégée contre toute perturbation ou défaut.

Le réseau électrique se propose pour but essentielle de délivrer l'énergie à usage domestique de la manière la plus performante en termes de sécurité, de fiabilité et d'économie. Les réseaux électriques se composent d'appareillages et d'équipements ayant Pour finalité de générer, transmettre et distribuer de l'énergie électrique.

Les réseaux sont donc affectés par des perturbations qui peuvent mettre en cause la pérennité du matériel et la qualité du service rendu et donc il faut chercher à minimiser les conséquences. Tout défaut doit donc être identifié immédiatement et l'ouvrage affecté doit être séparé du réseau le plus vite possible; c'est l'objet de la protection des réseaux.

La Commission Électrotechnique Internationale (CEI) définit la protection comme ensemble des dispositions destinées à permettre la détection des défauts et des situations anormales dans un réseau afin de commander le déclenchement d'un ou plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire, d'élaborer d'autres ordres ou signalisations.

Le critère commun à toutes les protections des différents réseaux (transport, distribution) est le maintien de la stabilité de fonctionnement de l'ensemble du système de production, transport et de consommation, d'éviter les répercussions des incidents, tels que les surcharges, la perte desynchronisme, l'écroulement de tension et la baisse de fréquence.

En effet, le choix d'une protection adéquate doit répondre à certains critères; risquer de ne pas pouvoir les respectés, c'est de mettre en danger la stabilité de tout le système, car un mauvais fonctionnement ou le non fonctionnement d'une protection peut contribuer à l'écroulement du système.

Dans notre travail, nous nous intéressons particulièrement à étudier les différentes types de protection des câbles de transport de l'électricité Haute Tension ; cette étude est structurée en quatre chapitre :

Introduction générale

Le premier chapitre traite la structure et l'architecture du réseau de transport électrique, les effets des différents types de défaut sur le réseau.

Au deuxième chapitre, une présentation des différents types de protection des lignes de transport de l'électricité et leur qualité. (Protection différentielle, Protection de distance, protection à maximum de courant et protection de défaillance disjoncteur)

Au troisième chapitre nous avons présenté des calculs et réglages des protections, et leurs résultats des essais réalisés.

Dans le dernier chapitre nous avons présenté une modélisation et simulation des protections câbles de transport de l'électricité on utilisant le logiciel PSCAD/EMTDC.

Ce travail se termine par une conclusion générale dans laquelle on résume les principaux résultats obtenus et on énumérera les perspectives à ce travail.

Résumé

Remerciements

Dédicaces

Table des Matières

Liste des Figures

Liste des Tableaux

Liste des Abréviations

Liste des Symboles

Introduction Générale

Chapitre I :

GENERALITE SUR LE RESEAUX ELECTRIQUE

Chapitre II :

**DIFFIRANTS TYPES DES
PROTECTIONS DES CABLES DE
TRANSPORT DE L'ELECTRICITE**

Chapitre III :

ESSAI ET REGLAGE DES PROTECTIONS DU DEPART 220KV HAMMA/EL HARRACH

Chapitre IV :

SIMULATION DES PROTECTIONS DES CABLES DE TRANSPORT DE L'ELECTRICITE

Conclusion Générale

Bibliographie

Annexes

1.1. Introduction :

Dans ce chapitre, nous allons présenter des généralités sur les réseaux électriques (Production, transport et distribution), les catégories des tensions, topologie des réseaux et les différentes classes des postes électriques et les différents types de défaut du réseau électrique.

1.2. Généralités sur les réseaux électriques :

La production de l'énergie électrique à proximité des lieux d'utilisation n'est pas toujours possible. Généralement, cette énergie est produite par des groupes de production sous une moyenne tension (15,5 kV ; 12,5 kV ; 11 kV ; 5,5 kV) dans des lieux de plus au moins distants des centres de consommation. Elle sera ensuite transformée sous une haute tension (90 kV ; 150 kV ; 225 kV.....) par des transformateurs élévateurs installés à la sortie des générateurs ; La totalité de l'énergie produite sera transporté par un ensemble de lignes électriques sous une haute tension, plusieurs dizaines ou centaines de kilomètres, jusqu'aux centres de consommation ; Elle sera de nouveau transformée par des transformateurs abaisseurs et distribuée sous une moyenne tension (30kV ; 10 kV....) pour la mettre à la disposition des usagers [1].

Le réseau électrique est hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution.

Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes sources et les transformateurs [2].

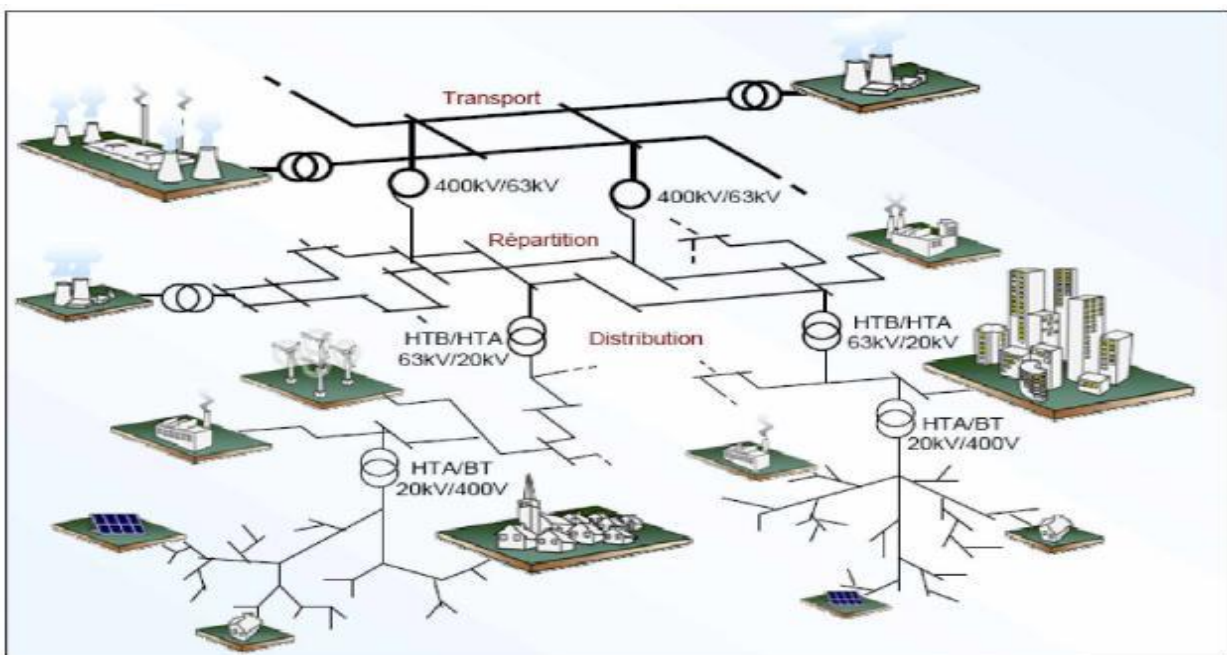


Figure 1.1 : Le réseau électrique

1.3. Les différents types de réseaux:

Suivant le trajet de l'énergie depuis sa production jusqu'à son utilisation, il y a successivement différents types de réseaux dont les missions sont parfaitement définies par :

1.3.1. Réseaux de transport et d'interconnexion :

Ces réseaux assurent le transport et l'interconnexion en très haute tension et en haute tension vers les points de consommation et de répartition. Ces réseaux comprennent les lignes et les postes de transformation, leurs rôles sont [3] :

- + Collecter l'énergie produite par les centrales et de l'acheminer vers les zones de consommation (fonction transport).
- + Permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production, et assurer une compensation des différents alias (fonction interconnexion).
 - La tension est 150 kV, 220 kV et dernièrement 400 kV.
 - Neutre directement mis à la terre.
 - Réseau maillé.

1.3.2. Réseaux de répartition :

Les réseaux de répartition ou réseaux Haute Tension ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 63 kV selon les régions. Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation [4] [5] .

En zone urbaine dense, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres.

Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT et, d'autre part, les utilisateurs industriels dont la taille (supérieure à 60 MVA) nécessite un raccordement à cette tension,

- La tension est 90 kV ou 63 kV,
- Neutre à la terre par réactance ou transformateur de point neutre :
 - Limitation courant neutre à 1500 A pour le 90 kV,
 - Limitation courant neutre à 1000 A pour le 63 kV,
- Réseaux en boucle ouverte ou fermée.

1.3.3. Réseaux de distribution :

Ils ont pour rôle de fournir aux réseaux d'utilisation la puissance dont ils ont besoin. Ils utilisent deux tensions :

1.3.3.1. Réseaux de distribution à moyenne tension :

- HTA (30 et 10 kV le plus répandu),
- Neutre à la terre par une résistance,
- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens,
- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains,
- Réseaux souterrains en boucle ouverte.

1.3.3.2. Réseaux de distribution à basse tension :

- BTA (230 / 400 V),
- Neutre directement à la terre,
Réseaux de type radial, maillés et bouclés.

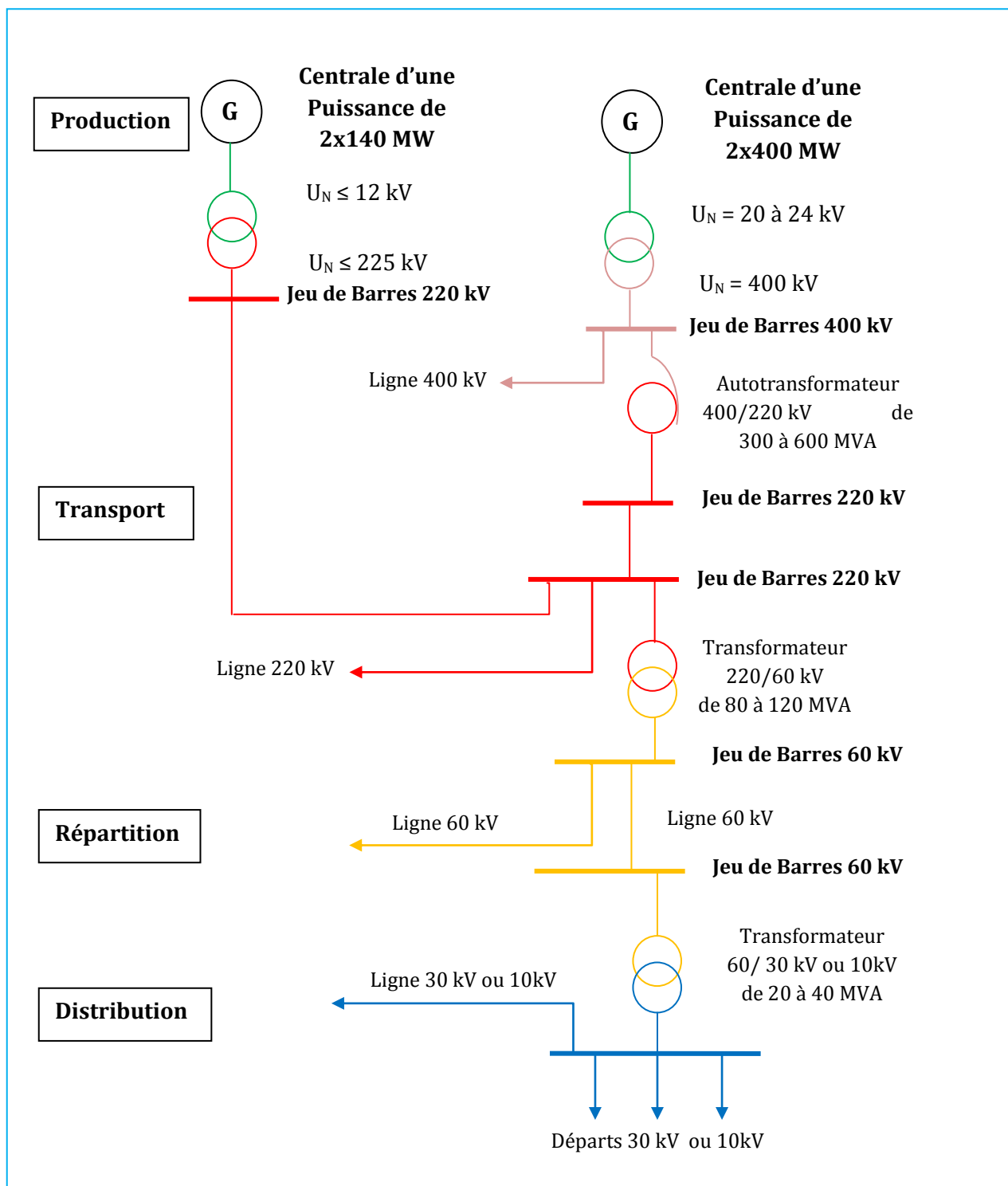


Figure 1.2 : Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique.

1.4. Domaines de Tension :

Le choix du niveau de tension et de la fréquence dépend de résultat techno-économique et de considérations historiques. Donc chaque pays a ses différents niveaux de tensions et aussi

ses fréquences [6].

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension en courant alternatif et continu comme suit :

Domaine de Tension		Valeur de la Tension Nominale (U_n en Volts)	
		Courant Alternatif	Courant Continu
Très Basse Tension (TBT)		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
Basse Tension (BT)	BTA	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$
Haute Tension (HT)	HTA	$1000 < U_n \leq 50000$	$1500 < U_n \leq 75000$
	HTB	$U_n > 50000$	$U_n > 75000$

Tableau 1.1 : Tableau des domaines de tension.

1.5. Définition d'un poste :

Le rôle des postes est de connecter les lignes aériennes ou souterraines, d'un même niveau de tension par l'intermédiaire de jeux de barres et d'assurer également les liaisons entre les différents niveaux de tension grâce aux transformateurs.

1.5.1 Différents types de postes électriques :

Les postes électriques que l'on rencontre dans un réseau électrique varient suivant leurs puissance de fonctionnement et leurs tensions transformées [7].

Dans notre pays on compte six types de postes électriques :

- Poste d'interconnexion THT/THT : 400/220kV.
- Poste d'interconnexion THT/HT : 220/60kV, 220/90 kV, 150/90-60kV ;
- Poste d'interconnexion HT/HT : 90/60kV ;
- Poste de distribution HT/MT : 60/30/10kV ;
- Poste de livraison 30-10kV / 380-220V ;
- Poste sur poteaux 5,5kV/380V ;

En outre, on peut classer les postes suivant leurs zones d'implantation ou par leur architecture pour cela on compte.

Classification par zone d'implantation :

- Poste extérieur : il est implanté à l'air libre ;
- Poste blindé ou sous enveloppe métallique : il est placé dans une cage SF6 ;
- Poste intérieur.

1.5.2. Critères de choix :

L'ensemble des constituants d'un réseau électrique peut être agencé selon différentes structures, dont la complexité détermine la disponibilité de l'énergie électrique et coût d'investissement.

Le choix de l'architecture sera donc fait pour chaque application sur le critère de l'optimum technico-économique.

Les schémas électriques des postes de livraison HTB les plus couramment rencontrés sont les suivants :

1.5.2.1. Simple antenne :

A. Architecture [9] [10] [11] :

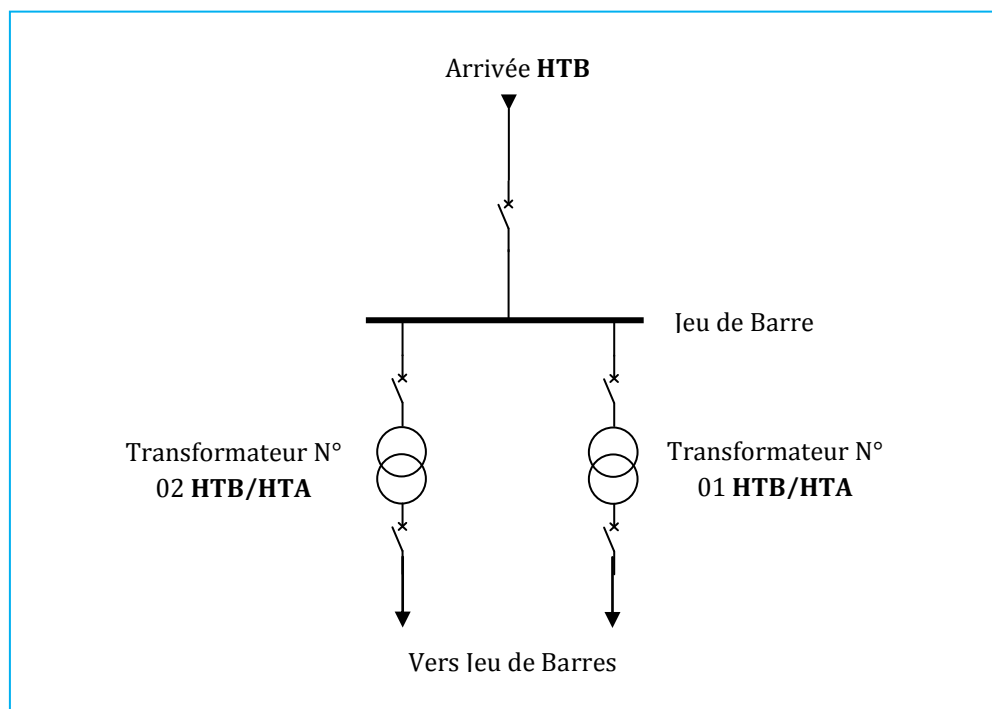


Figure 1.3 : Architecture simple antenne.

B. Mode d'exploitation :**Normal :**

- Les transformateurs HTB/HTA sont alimentés par un seul jeu de barre HTB.

Perturbé :

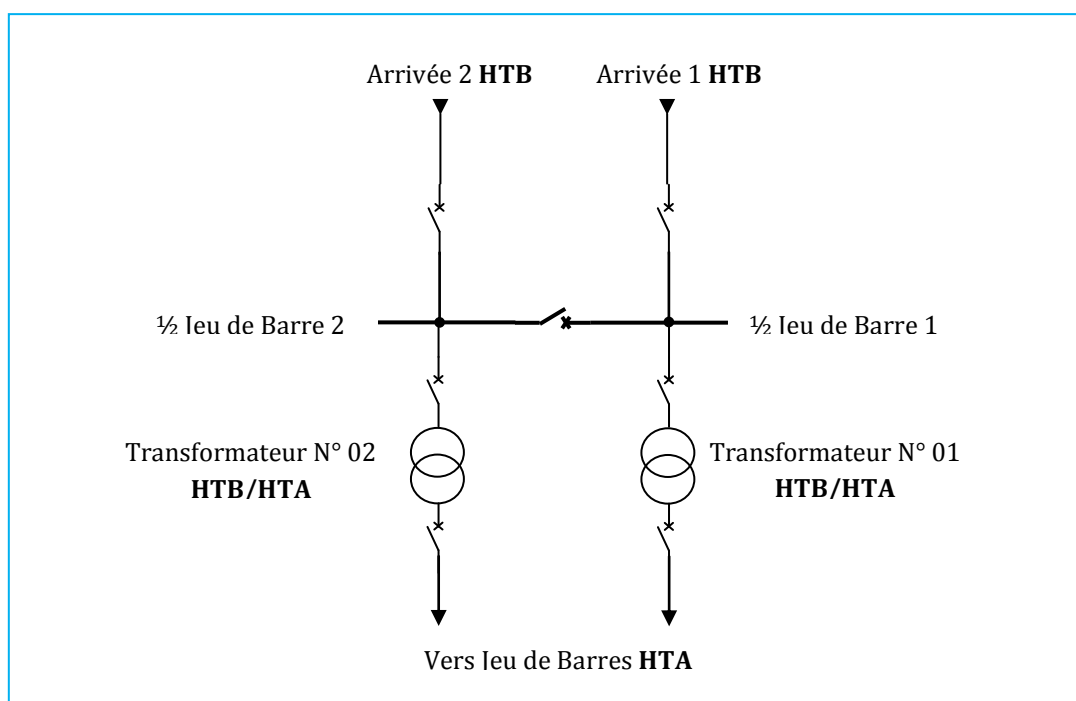
- En cas de perte d'une source d'alimentation, les transformateurs HTB/HTA sont mis hors service.

C. Avantages et Inconvénient :**Avantage :**

- Structure la plus simple,
- Facile à protéger,
- Coût minimal.

Inconvénient :

- Faible disponibilité d'alimentation,
- Temps de coupure sur défaut éventuellement long,
- Un seul défaut entraîne la coupure de l'alimentation d'antenne.

1.5.2.2. Double antenne :**A. Architecture :****Figure 1.4 : Architecture double antenne.**

B. Mode d'exploitation :**Normal :**

- Les deux disjoncteurs d'arrivée des sources sont fermés, ainsi que le sectionneur de couplage.
- Les transformateurs sont donc alimentés par les 2 sources simultanément.

Perturbé :

- En cas de perte d'une source (Arrivée 1), l'autre source (Arrivée 2) assure la totalité de l'alimentation.

C. Avantages et Inconvénient :**Avantage :**

- Bonne disponibilité, dans la mesure où chaque source peut alimenter la totalité du réseau,
- Maintenance possible du jeu de barres, avec un fonctionnement partiel de celui-ci.

Inconvénient :

- Solution plus coûteuse que l'alimentation simple antenne,
- Ne permet qu'un fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance de celui-ci.

1.5.2.3. Double antenne avec double jeu de barres :**A. Architecture :**

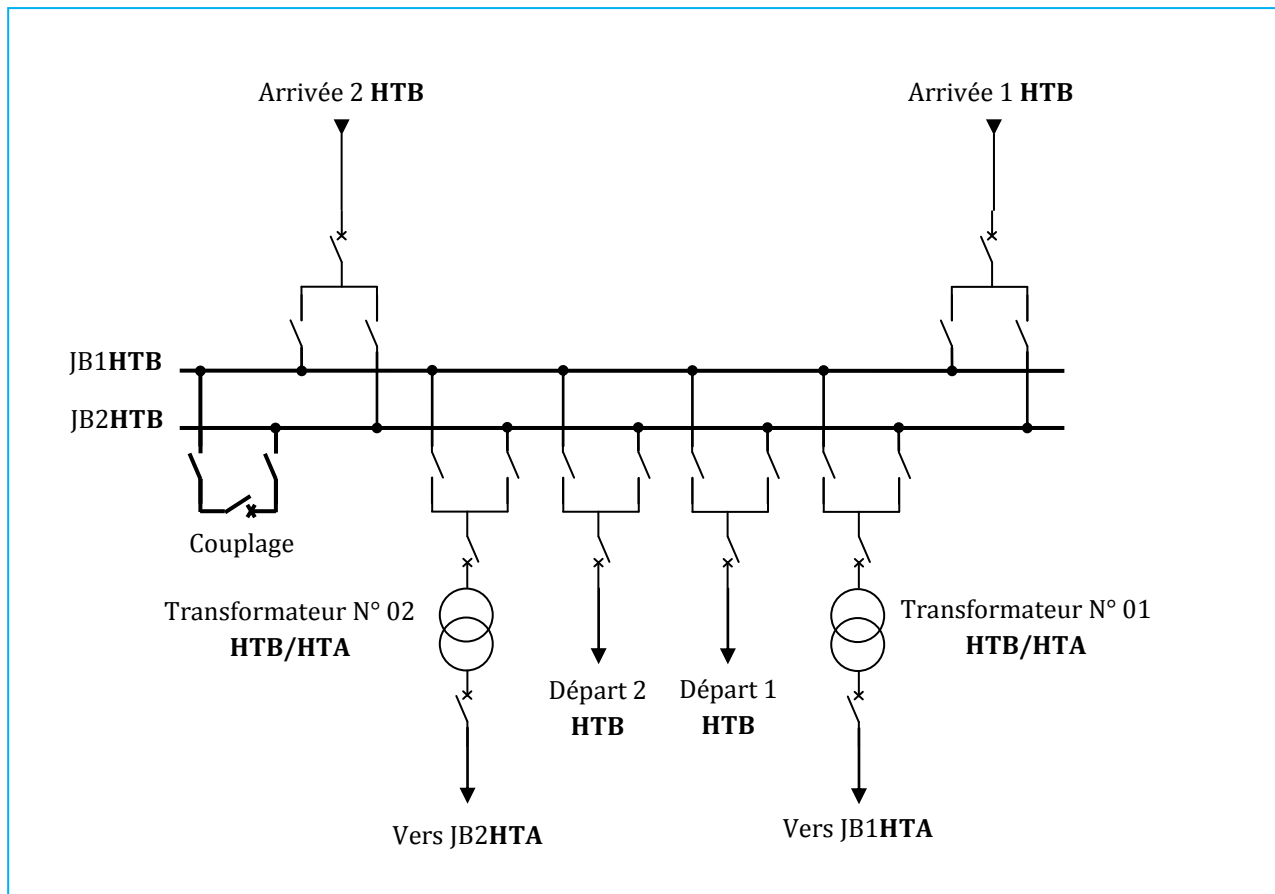


Figure 1.5 : Architecture double antenne avec double jeu de barres.

B. Mode d'exploitation :

Normal :

- L'Arrivée 1 est aiguillée sur le Jeu de Barre **JB1** avec le **Départ 1** et le **TR. N° 01**.
- L'Arrivée 2 est aiguillée sur le Jeu de Barre **JB2** avec le **Départ 2** et le **TR. N° 02**.
- Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.

Perturbé :

- En cas de perte d'une source (Arrivée 1), l'autre source (Arrivée 2) assure la totalité de l'alimentation.
- En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

C. Avantages et Inconvénient :

Avantage :

- Bonne disponibilité d'alimentation,

- Très grande souplesse d'utilisation pour l'affectation des sources et des charges, et pour la maintenance des jeux de barres,
- Possibilité de transfert de jeu de barres sans coupure (lorsque les jeux de barres sont couplés, il est possible de manoeuvrer un sectionneur si son sectionneur adjacent est fermé).

Inconvénient :

- Surcoût important par rapport à la solution simple jeu de barres,
- Nécessité de fonctions d'automatisme.

1.6. Les lignes électriques :

Les types des lignes utilisées sont imposés par les facteurs suivant :

- Puissance active à transporter.
- Distance de transport.
- Coût.
- Facilité d'installation.

Nous distinguons quatre types de lignes :

- Ligne de distribution à basse tension.
- Ligne de distribution à moyenne tension.
- Ligne de transport à haute tension.
- Ligne de transport à très haute tension.

1.6.1. Composants des lignes aériennes :

Une ligne aérienne est composée de pylônes (supports), des câbles conducteurs et des isolateurs [12][13][14] .

1.6.1.1 .Les pylônes :

Le rôle des pylônes est de maintenir les câbles à une distance minimale de sécurité du sol et des obstacles environnants, afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées au voisinage des lignes. Le choix des pylônes se fait en fonction des lignes à réaliser, de leur environnement et des contraintes mécaniques liées au terrain et aux conditions climatiques de la zone.

- Les pylônes utilisées pour les lignes à très haute tension et à haute tension qui acheminent l'électricité des grandes unités de production jusqu'aux des transformateurs, sont en acier.



Figure 1.6 : Les pylônes en acier.

1.6.1.2. Les câbles conducteurs :

Pour transporter le courant, on utilise des câbles conducteurs qui sont portés par les pylônes. Le courant utilisé étant triphasé, il y a trois câbles (ou faisceaux de câbles) conducteurs par circuit.

Les câbles conducteurs sont « nus » c'est-à-dire que leur isolation électrique est assurée par l'air. La distance des conducteurs entre eux et avec le sol garantit la bonne tenue de l'isolement. Cette distance augmente avec le niveau de tension.

Les conducteurs en cuivre sont de moins en moins utilisés. On utilise en général des conducteurs en aluminium, ou en alliage aluminium-acier ; on trouve aussi des conducteurs composés d'une âme centrale en acier sur laquelle sont tressés des brins d'aluminium.

1.6.1.3. Câbles de garde :

Les câbles de garde ne conduisent pas le courant. Ils sont situés au-dessus des conducteurs. Ils jouent un rôle de paratonnerre au-dessus de la ligne, en attirant les coups de foudre, et en évitant le foudroiement des conducteurs. Ils sont en général réalisés en acier.

Au centre du câble d'acier on place parfois un câble fibre optique qui sert à la communication de l'exploitant.

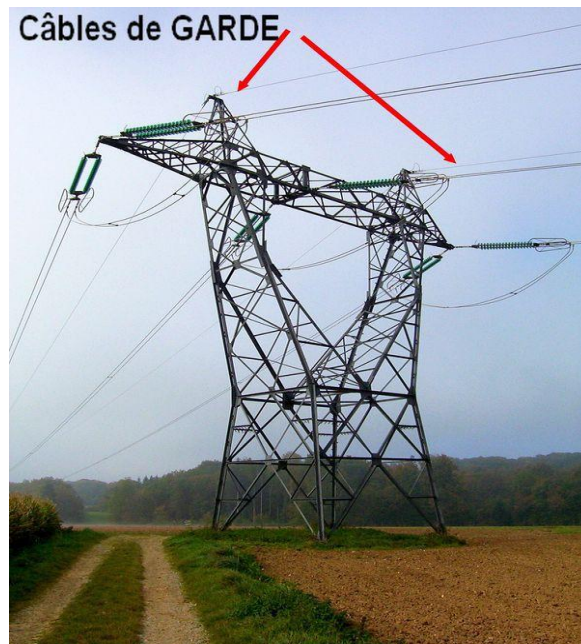


Figure 1.7: Câbles de garde.

1.6.1.4. Les isolateurs :

L'isolation entre les conducteurs et les pylônes est assurée par des isolateurs (chaînes d'isolateurs). Ceux-ci sont réalisés en verre, en céramique, ou en matériau synthétique. Les isolateurs verre ou céramique ont en général la forme d'une assiette.

On les associe entre eux pour former des chaînes d'isolateurs. Plus la tension de la ligne est élevée, plus le nombre d'isolateurs dans la chaîne est important.



Figure 1.8: Chaînes d'isolateurs

1.7. Les câbles souterrains :

À ce jour, les lignes souterraines (à courant continu ou alternatif), plus coûteuses à l'installation, sont utilisées dans quelques cas particuliers : transport sous - marin, franchissement de sites protégés, alimentation de grandes villes, de métropoles ou autres zones à forte densité de population. Elles sont plus souvent en basse et moyenne tension qu'en haute tension du fait des coûts prohibitifs.



Figure 1.9 : les câbles souterrains

Un câble électrique à haute tension est un câble utilisé pour le transport d'électricité. Il est composé de différentes parties assemblées de manière concentrique (figure 1.10), les principales sont : au centre un conducteur permet de transporter l'électricité, ensuite vient une isolation électrique pour empêcher le courant de s'écouler vers la terre, le tout est entouré d'une gaine métallique afin de confiner le champ électrique à l'intérieur du câble et d'une protection extérieure qui assure de bonnes propriétés mécaniques et le protège des agressions extérieures.



Figure 1.10: Câble électrique haute tension.

1.7.1 .Mode de pose des câbles souterrains :

- **En fourreaux PVC:**

Prédominant en zone urbaine, ce mode de pose consiste à dérouler chaque câble dans un fourreau en PVC, L'ensemble est enrobé de béton, garantissant un environnement thermique homogène autour de la liaison.

- **En fourreaux PEHD (pleine terre) :**

Cette technique similaire est utilisée pour les ouvrages hauts tension en zone rurale, en absence d'autres types de réseaux.

- **En galerie :**

La pose en galerie est utilisée pour des passages en environnement particulier, comme en zone fortement urbanisée lorsque l'alimentation par lignes aériennes est impossible.

- **En caniveaux :**

Les câbles sont placés dans des caniveaux en béton armé remplis de sable et munis de couvercle.

1.8. Les différents types de défaut du Réseaux Electrique :

Les différents composants des réseaux sont conçus, construits et entretenus de façon à réaliser le meilleur compromis entre coût et risque de défaillance. Ce risque n'est donc pas nul et des incidents ou défauts viennent perturber le fonctionnement des installations électriques.

1.8.1. Les Courts-circuits :

Sont des phénomènes permanent, apparaissent lorsque l'isolement entre deux conducteurs de tensions différentes ou entre un conducteur sous tension et la terre est rompu. Ils engendrent des courants très importants dans les éléments constituant le réseau.

1.8.1.1. Origines :

Les origines peuvent être extérieures ou intérieure [9][15].

➤ **Défauts d'origines externes :**

- **Mécanique** : C'est la chute d'un corps sur un conducteur ou la dégradation mécanique de conducteurs consécutive à des agressions extérieures par des engins de terrassement par exemple
- **Humaines** : Ce sont les fausses manœuvres telles l'ouverture d'un sectionneur en charge par exemple.

- **Atmosphériques** : Les lignes aériennes sont soumises aux perturbations extérieures telles que la foudre, les tempêtes ou le givre.

➤ **Défauts d'origines internes** :

- **Electriques** : C'est l'altération des isolants des matériels de réseau, par exemple. Ces isolants subissent des dégradations au cours du temps qui conduisent à des défauts d'isolement et donc des courts-circuits.

1.8.1.2. Caractéristiques :

Les courts-circuits sont caractérisés par leur forme, leur durée et l'intensité du courant.

A. Formes des Courts-circuits :

Un court-circuit dans les réseaux électriques peut être :

- **Monophasé** : entre une phase et la terre ou une masse.
- **Biphasé** : entre deux phases raccordées ensemble, peut être un court-circuit biphasé mis à la terre ou biphasé isolé.
- **Triphasés** : entre trois phases de la ligne ou les trois phases et la terre.

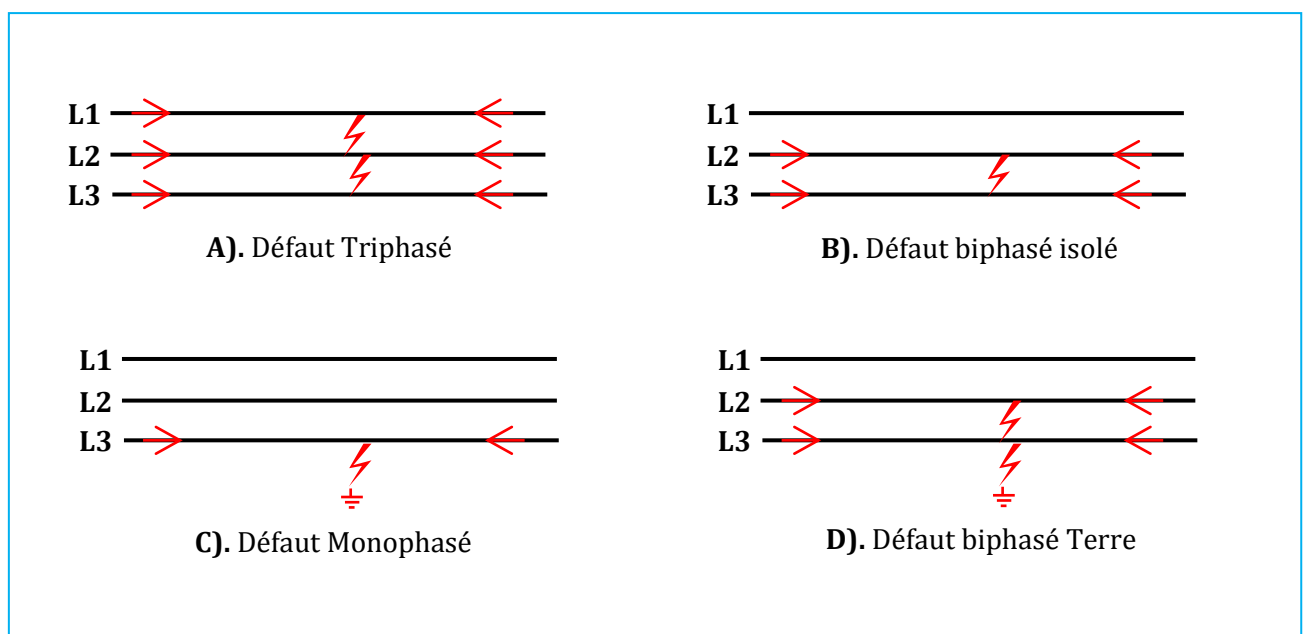


Figure 1.11 : différents formes des Courts-circuits.

B. Durée des Courts-circuits**▪ Court- circuits fugitifs :**

Les courts-circuits fugitifs c'est ceux qui disparaissent spontanément en des temps très courts et nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde).

▪ Court-circuits permanents :

Ces court-circuits provoquent un déclenchement définitif qui nécessite l'intervention du personnel d'exploitation pour la localisation du défaut et remise en service de la partie saine.

▪ Court -circuit semi permanents :

Ces courts-circuits exigent pour disparaître une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de secondes) sans nécessité d'intervention du personnel d'exploitation.

C. Courant de Court-circuit [16]:

L'intensité du courant de court-circuit est une caractéristique importante ; elle détermine la sévérité de la contrainte appliquée au réseau et au matériel en défaut. Elle dépend de la forme des courts-circuits et, pour ceux impliquant la terre, du mode de mise à la terre des points neutres.

1.8.1.3. Les effets des Courts-circuits :

Les courts-circuits ont des effets sur :

- Le bon fonctionnement des réseaux.
- La tenue diélectrique des matériels.
- La qualité de fourniture d'énergie.
- Les circuits de télécommunication.
- La sécurité des personnes.

A . Le bon fonctionnement des réseaux :

Lorsqu'ils sont polyphasés et proche des centrales, ils entraînent une diminution du couple résistant des machines et donc une rupture de l'équilibre entre celui-ci et le couple moteur. Si les défauts ne sont pas éliminés rapidement ils peuvent conduire à la perte de stabilité des groupes générateurs et à des endommagements du matériel dans le réseau électrique.

B. La tenue diélectrique des matériels :

Dans le cas d'un défaut triphasé, les défauts provoquent des surintensités violentes qui

peuvent dépasser 20 à 30 fois le courant de service normal, ces surintensités amènent à deux types de contraintes :

- Des contraintes thermiques dues au dégagement de chaleur par effet joule dans les conducteurs.
- Des contraintes mécaniques dues aux efforts électrodynamiques qui entraînent le balancement des conducteurs aériens et le déplacement des bobinages des transformateurs. Ces effets sont souvent à l'origine des défauts entre phase qui sont en générale beaucoup plus sévère que les défauts entre phase et terre, parce que le courant de défaut à la terre est limité par l'impédance de mise à la terre des points neutre des réseaux.

C. La qualité de fourniture d'énergie :

Les défauts se traduisent pour les utilisateurs par des chutes de tension dont l'amplitude et la durée sont fonction de différents facteurs telle que la nature du défaut, la structure du réseau affecté, le mode d'exploitation du réseau, le mode de mise à la terre du neutre et la performance de la protection. Les perturbations peuvent aller du creux de tension jusqu'à l'interruption complète de la tension.

D. Les circuits de télécommunication :

La présence d'un court-circuit dissymétrique entre une ou deux phases d'une ligne d'énergie et la terre entraîne la circulation d'un courant homopolaire qui s'écoule à la terre par les points neutre du réseau. La tension induite longitudinale, proportionnelle à ce courant apparaît sur les lignes de télécommunications qui ont un trajet parallèle à la ligne d'énergie. Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunications.

E. La sécurité des personnes :

La mise sous tension accidentelle des masses entraîne l'élévation de potentiel des masses, cette élévation est liée à l'écoulement des courants de défauts à la terre. Les conducteurs tombés au sol présentent des risques pour les personnes. Le mode de mise à la terre des points neutre joue de ce fait un rôle essentiel dans la protection des personnes contre les chocs électriques.

1.8.1.4. Analyse des statistiques des défauts :

Les statistiques de défauts observés sur les réseaux aériens Algérien (région d'Alger) de l'année 2015 sont résumées dans le **Tableau I.2.**

Étendus aux longueurs réelles de lignes, ces résultats signifient que les réseaux THT et HT dans leur ensemble subissent de l'ordre de 532 défauts par an (Bilan 2015).

Caractéristique	400kV	220kV	60kV	C 200kV	C 60 kV
Longueur des Lignes et Câbles (km)	913.7	2452	2161	24.5	214.3
Nombre par 100km et par an	1.53	8.08	14.49	24.51	0.47
Fugitifs (%)	1.13%	23.31%	15.79%	0%	0%
Permanents (%)	0.38%	7.33%	33.65%	1.13%	0.19%
Semi-permanents (%)	1.13%	6.58%	9.4%	0%	0%

Tableau 1.2 : Statistique de défaut sur les réseaux HTB région d'Alger (2015) [17].

Les défaut sur les câbles souterraines ne représentent pas une partie importante par rapport au total des incidents par ce qu'ils ne sont pas sujet aux perturbations externes tel que les intempéries..., mais ils occasionnent des indisponibilités importantes étant donné la difficulté de localiser le lieu du défaut, l'importance des réparations et les désagréments que cela peut causer étant donné qu'on est en milieu urbain.

1.8.2. Les Surtensions :

On distingue différents types de surtension telle que :

- Les surtensions de manœuvres.
- Les surtensions de foudre.
- Les surtensions lentes.

Conséquences : Claquage et Vieillessement de l'isolation.

1.8.3. Les surcharges :

La surcharge d'un appareil est caractérisée par un courant supérieur au courant admissible, les origines de surcharges sont :

- Les courts-circuits.
- Les reports de charge.
- Les pointes de consommation.
- L'enclenchement des grandes charges.

Les surcharges provoquent des chutes de tension importantes sur le réseau et accélère le vieillissement des équipements de réseau.

1.8.4. Les oscillations :

Les oscillations de la tension et du courant sont dues aux variations plus ou moins rapides de la charge qui agit directement sur la vitesse de rotation (fréquence) des machines de production de l'énergie électrique. Elles sont liées directement à la mécanique des machines électriques, c'est la raison pour laquelle on les appelle phénomènes transitoires électromécaniques.

1.8.5. Les déséquilibres :

Les déséquilibres sont généralement dus à la mauvaise répartition des charges sur les trois phases. Ils apparaissent surtout dans les réseaux de distribution, ils donnent naissance à la composante inverse du courant, cette composante provoque :

- Des chutes de tension supplémentaires.
- Des pertes de puissance.
- Des échauffements.

1.8.6. Pompage :

Le pompage est la variation lente de la tension.

1.9. Conclusion :

Ce chapitre donne une description comparative des structures typiques de réseaux électrique, ainsi que les effets des anomalies et les perturbations sur les réseaux électriques tels que les courts-circuits, les surtensions, les surcharges,etc.

2.1. Introduction :

Tout système électrique peut être affecté par des perturbations électriques qui influent directement sur le bon fonctionnement des installations électriques. Pour cela, il est indispensable d'installer des appareils de protection susceptibles à détecter et supprimer rapidement les différents types de défauts pouvant survenir dans une installation électrique.

Dans ce chapitre, nous avons décrit les principes de base de la protection électrique en considérant les types, les normes ainsi que les principes de fonctionnement.

2.2. Le contexte historique :

L'histoire de la technique de protection date depuis plus d'un siècle. Dès 1902, le premier relais à maximum de courante création de Charles Brown (Brown Boveri Cie), était breveté.

Pendant des décennies, on a utilisé des relais électromécanique jusqu'à ce que des relais statique apparaissent au cours des années 60. Par rapport aux relais électromécanique, l'utilisation croissante de circuits intègres a fourni un fonctionnalisme plus élevés et aussi une fiabilité accrue.

Un système de protection assisté par des microprocesseurs fournit une plus grande souplesse, ainsi que des nouvelles fonctions complémentaires, avec une extension standard réduit de matériels, de sorte que la fiabilité augmente de manière correspondante. Grâce à l'auto surveillance permanente de l'ensemble de système de protection, l'utilisation de microprocesseur améliore la disponibilité.

- Protection Electromécanique : 1900 → 1960/1970 ;
- Protection Statique : 1960/1970 → 1990/1995 ;
- Protection Numérique : Depuis 1990/1995.

2.3. Nécessité de la protection électrique :

La protection électrique à pour but de :

- Préserver la sécurité des équipements et des personnes (dangers d'électrocution par élévation du potentiel des masses).
- Préserver la stabilité du réseau et la continuité d'exploitation de l'installation électrique
- Eviter la destruction partielle ou totale du réseau par l'accroissement dangereux des temps causés par le fonctionnement anormal des composantes du réseau. (Élimination des défauts électriques dans un temps minimal)

- Eviter les risques d'incendie ou d'exploitation du à l'amorçage d'un arc entre conducteur.

2.4. Fonctions d'un système de protection électrique :

Le réseau électrique est assurément protégé lorsque les parties défectueuses sont mises hors tension le plus rapidement possible par les dispositifs de coupure en charge. La fonction principale d'un système de protection électrique est d'isoler la partie en défaut dans un réseau électrique.

2.5. Chaîne générale d'un système de protection:

C'est le choix des éléments de protection et de la structure globale de l'ensemble, de façon cohérente et adaptée au réseau (**Figure2.1**). Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants :

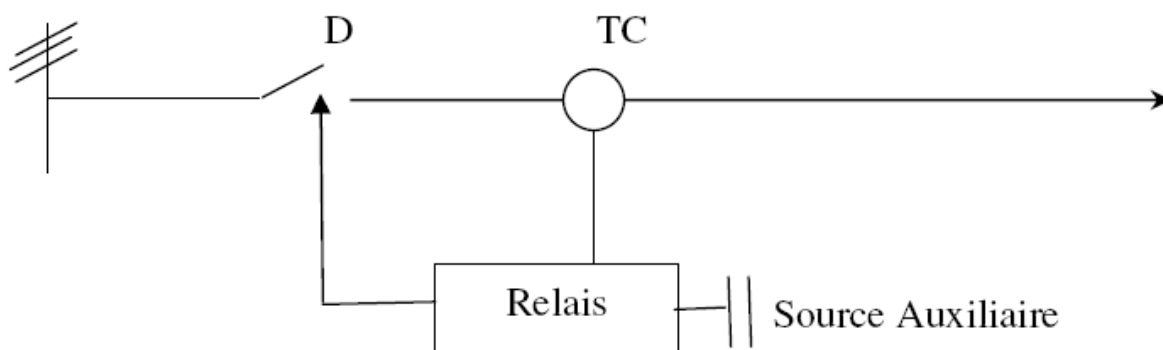


Figure 2.1 : Chaîne principale de la protection électrique [17].

2.6. Définition de la zone de protection :

En plus des performances que doivent avoir les relais, il faut savoir les placer correctement pour les rendre plus efficaces. Pour atteindre cet objectif, on découpe le réseau industriel en zones délimitées par les positions des organes de coupure.

La **Figure 2.2** montre une disposition caractéristique des zones de protection, correspondant respectivement à des sections de ligne, des jeux de barres, des transformateurs des machines. Ces zones se recouvrent pour ne laisser aucun point de l'installation sans protection [18].

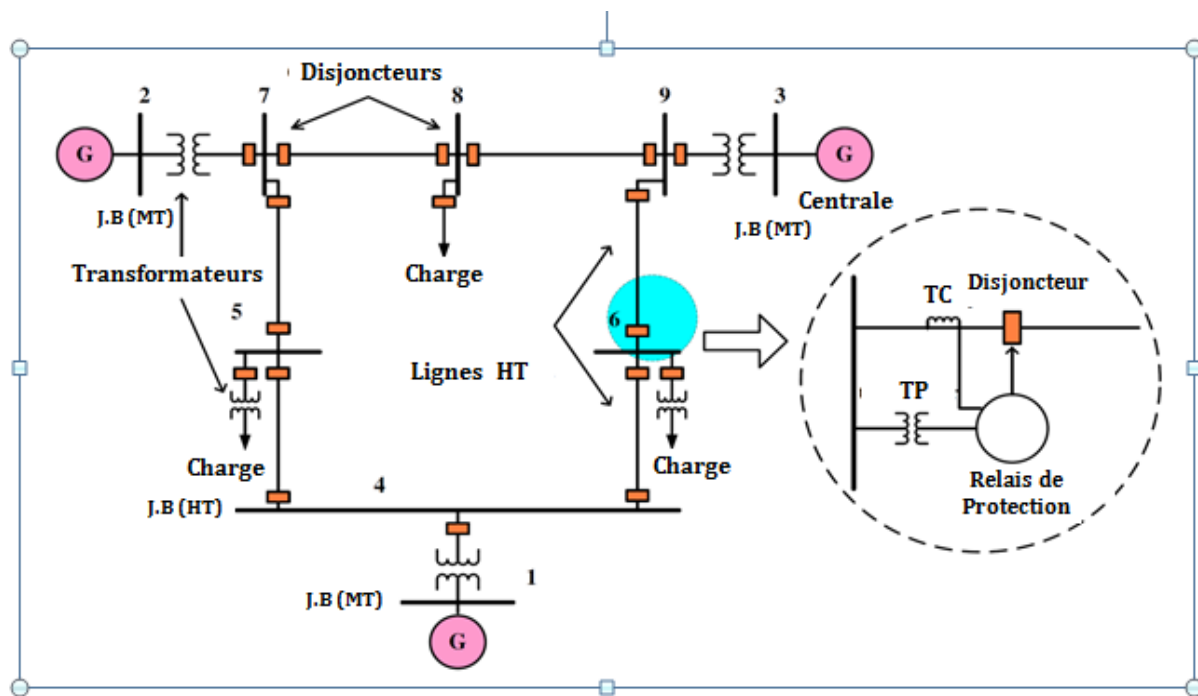


Figure 2.2 : Les zones de protection d'un réseau électrique.

2.7. Qualité principale d'un Système de Protection [15][18][19][20]:

2.7.1. Rapidité :

Les courts-circuits sont les incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement et des performances sont prioritaires.

Le temps d'élimination des courts-circuits comprend deux composantes principales :

- Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes).
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs, avec les disjoncteurs modernes (SF6), ces derniers sont compris entre 1 et 3 périodes.

2.7.2. Sélectivité :

La sélectivité est une capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour lesquelles une protection doit fonctionner de celles où elle ne doit pas fonctionner.

Les différents moyens qui peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique, les plus importants sont les trois types suivants :

- Sélectivité ampèremétrique par les courants,
- Sélectivité chronométrique par le temps,
- Sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique.

2.7.2.1. Sélectivité ampèremétrique :

Elle est basée sur le fait que, dans un réseau, le courant qui circule entre une source de puissance et un point de défaut diminue au fur et à mesure que le point de défaut s'éloigne de la source.

Une protection ampèremétrique (**Figure 2.3**) est disposée au départ de chaque tronçon : son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de défaut minimal provoqué par un court-circuit sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un court-circuit situé en aval (au-delà de la zone surveillée).

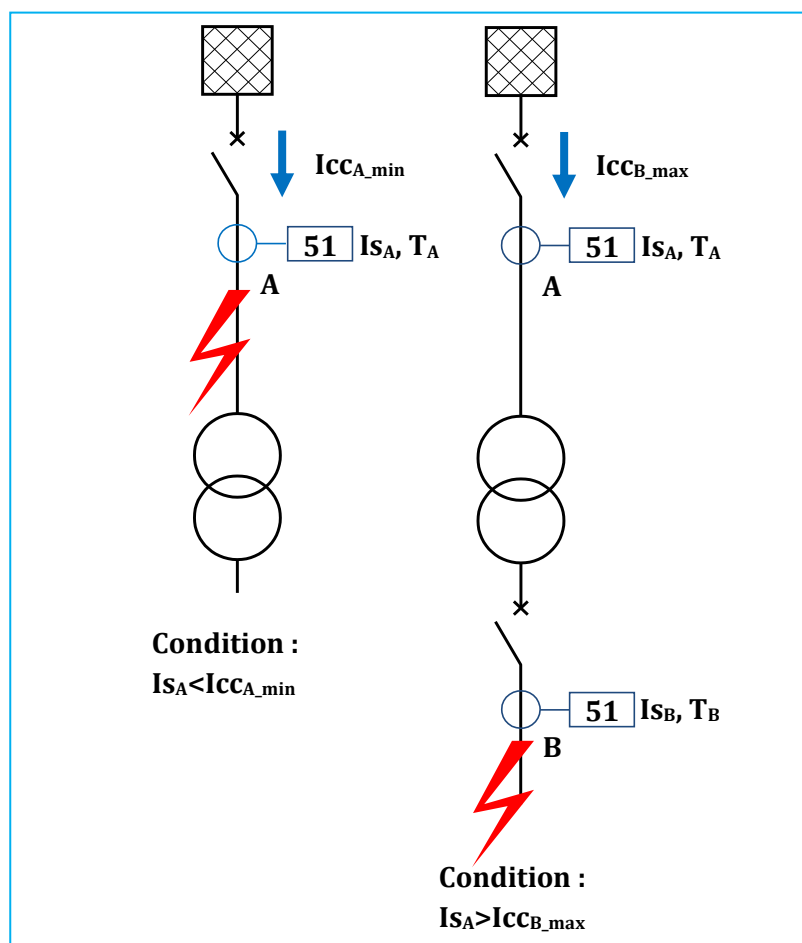


Figure 2.3 : Fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique.

2.7.2.2. Sélectivité chronométrique :

Sélectivité dans laquelle les protections sollicitées sont organisées pour fonctionner de manière décalée dans le temps. La protection la plus proche de la source a la temporisation la plus longue.

Ainsi, sur le schéma (**Figure 2.4**), le court-circuit représenté est vu par toutes les

protections (en A, B, C, et D). La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en C, elle-même plus rapide que celle installée en B.

Après l'ouverture du disjoncteur D et la disparition du courant de court-circuit, les protections A, B, C qui ne sont plus sollicitées, revient à leur position de veille.

La différence des temps de fonctionnement T entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité.

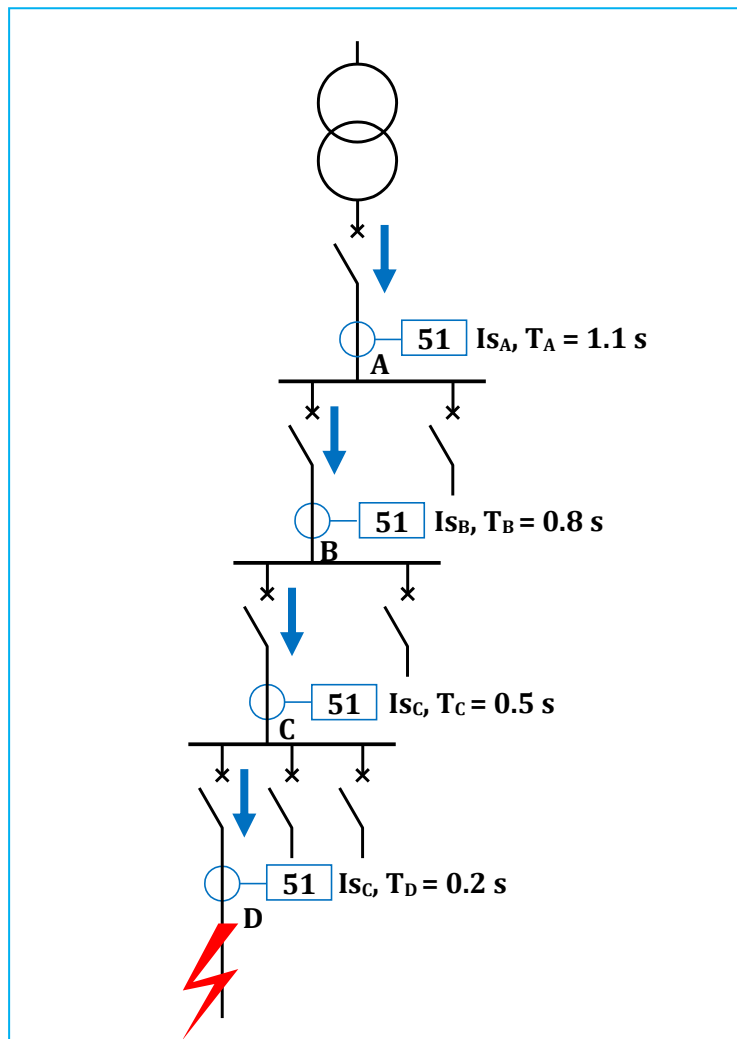


Figure 2.4 : Principe de la sélectivité chronométrique.

2.7.2. 3. Sélectivité logique :

Ce système a été développé pour remédier aux inconvénients de la sélectivité chronométrique.

Ce principe est utilisé lorsque l'on souhaite obtenir un temps court d'élimination de défaut (Figure 2.5)

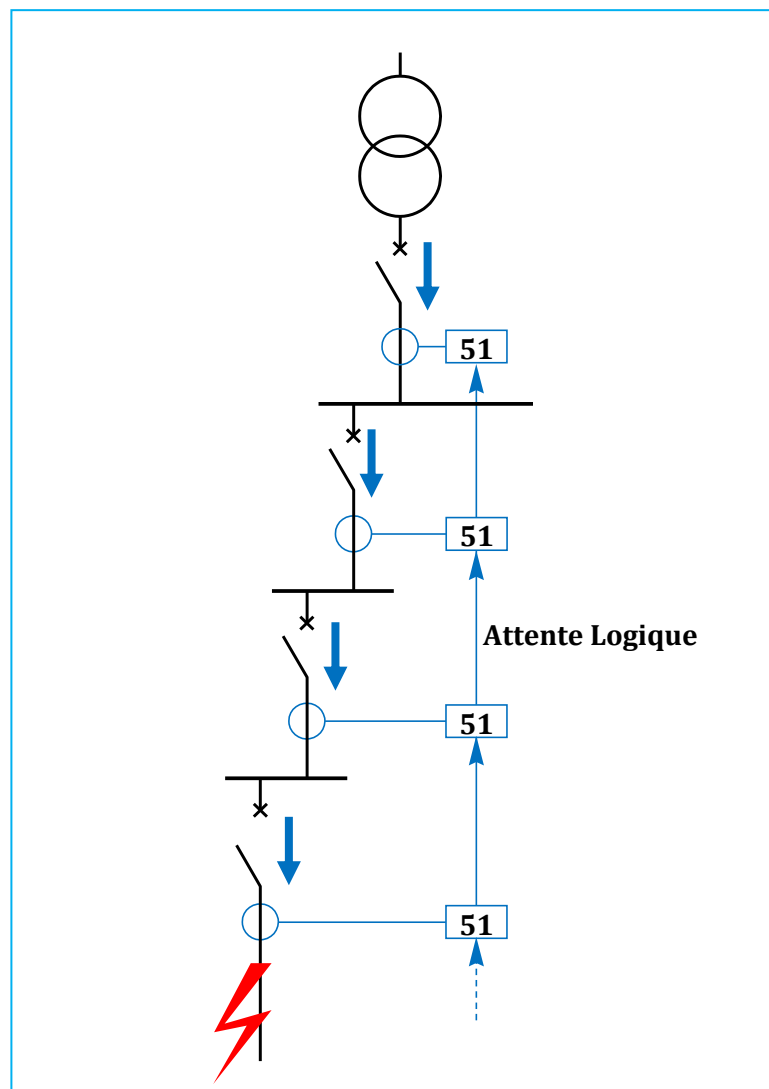


Figure 2.5 : Principe de la sélectivité logique.

Ce principe est utilisé lorsque le nombre de relais en cascade est trop grand pour une simple sélectivité par le temps. Dans ce cas on utilise des relais max de I avec blocage logique. L'échange d'informations logiques entre protections successives permet la suppression des intervalles de sélectivité.

Ainsi, dans un réseau en antenne, les protections situées en amont du point de défaut sont sollicitées, celles en aval ne le sont pas ; cela permet de localiser sans ambiguïté le point de défaut et le disjoncteur à commander.

Chaque relais sollicité par un défaut envoie :

- un ordre d'attente logique à l'étage amont (ordre d'augmentation de la temporisation propre au relais)
- un ordre de déclenchement au disjoncteur associé sauf s'il a lui-même reçu un ordre

d'attente logique de l'étage aval. Un déclenchement temporisé est prévu en secours.

2.7.3. Sensibilité :

La protection doit fonctionner dans un domaine très étendu de courants de courts-circuits entre :

- Le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et est donc parfaitement connu,
- Un courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles.

La notion de sensibilité d'une protection est fréquemment utilisée en référence au courant de court-circuit le plus faible pour lequel la protection est capable de fonctionner.

2.7.4. Fiabilité :

Les définitions et les termes proposés ici, sont dans la pratique, largement utilisés au plan international.

- Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un court-circuit sur le réseau en tout point conforme à ce qui est attendu.
- A l'inverse, pour un fonctionnement incorrect, elle comporte deux aspects :
 - Le défaut de fonctionnement ou non-fonctionnement lorsqu'une protection, qui aurait du fonctionner, n'a pas fonctionné.
 - Le fonctionnement intempestif, qui est un fonctionnement non justifié, soit en l'absence de défaut, soit en présence d'un défaut pour laquelle la protection n'aurait pas du fonctionner.
- La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (éviter les déclenchements intempestifs), est la combinaison de :
 - **La sûreté** : qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement.
 - **La sécurité** : qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.

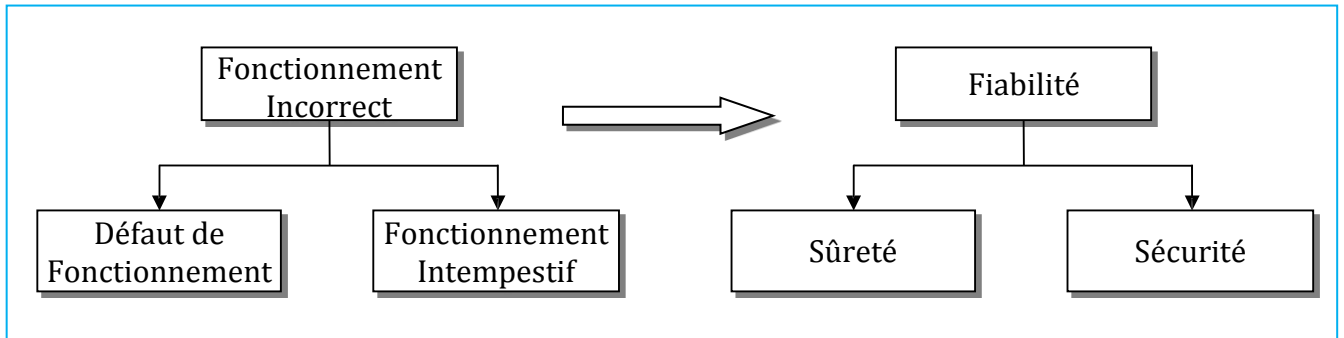


Figure 2.6 : Fiabilité d'une protection.

On peut améliorer la fiabilité en associant plusieurs protections, mais, comme on peut le voir sur la **Figure 2.6**, sûreté et sécurité sont deux exigences contradictoires (**Figure 2.7**).

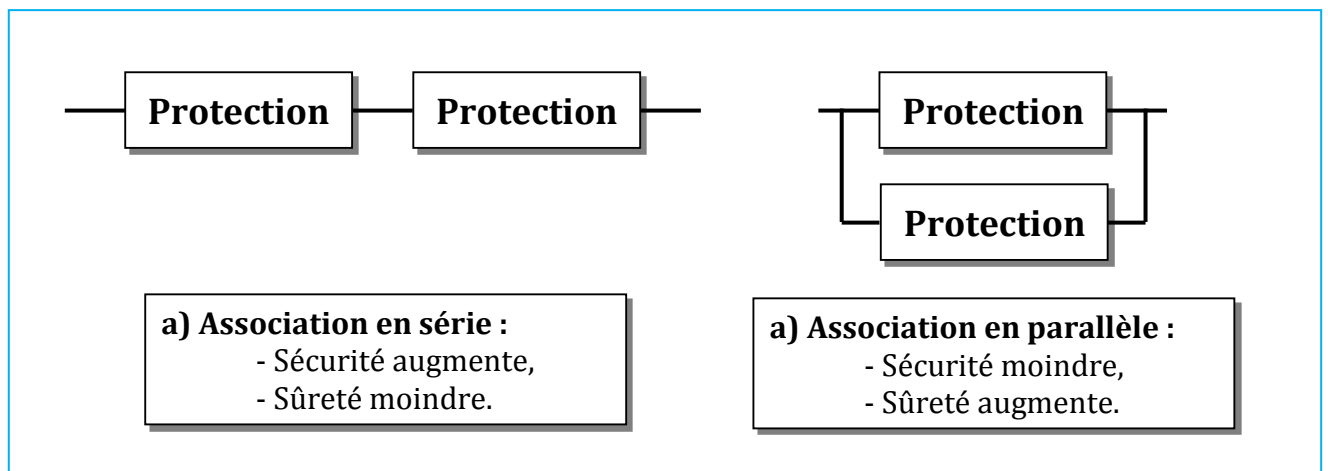


Figure 2.7 : Association de protection.

2.8. Techniques utilisées dans la protection des câbles de transport :

Quatre types des protections sont utilisés dans les arrangements de protection des câbles de transport :

- Les protections différentielles.
- Les protections de distance.
- Les protections à maximum de courant temporisé.
- les protections de défaillances disjoncteur.

Chacun des quatre arrangements est utilisé individuellement ou dans diverses combinaisons pour la protection des câbles de transport.

2.8.1. Protection différentielle [21] :

Appeler aussi; Protection différentielle à courant circulaire. Elle utilise le principe de comparaison des courants d'entrée et de sortie de l'élément à protéger; dans notre cas le câble de transport.

Pour effectuer cette protection, on installe des deux côtés de la ligne des transformateurs de courant (TC) dont on fait la connexion de leurs enroulements de tel sorte que les courant secondaires I_A et I_B soient égaux et coïncident en phase (**Figure 2.8**).

Lors du régime normal et des courts-circuits extérieurs, le courant déséquilibré $I_{dés}$ circulera à travers l'enroulement du relais est:

$$I_{dés} = I_A - I_B = I_{Relais} \quad (2.1)$$

Dans ce cas, la protection ne doit pas fonctionner car le seuil de fonctionnement (I_F) est choisi pour qu'il soit supérieur au courant déséquilibré.

Ce courant de déséquilibre est lié, pratiquement, à la fabrication des transformateurs de mesure ; car on ne peut jamais trouver deux transformateurs identiques. Il est aussi augmenté par le courant résiduel I_R .

Quand un court-circuit se produit dans la ligne à protéger, le point de défaut sera alimenté par les deux cotés, donc, l'un des deux courants mesurer par les transformateurs du courant a changé de direction, et par conséquent, le relais sera traversé par la somme vectorielle des deux courants.

$$I_{Relais} = I_A + I_B > I_F \quad (2.2)$$

La protection fonctionne en envoyant le signal de déclenchement aux disjoncteurs.

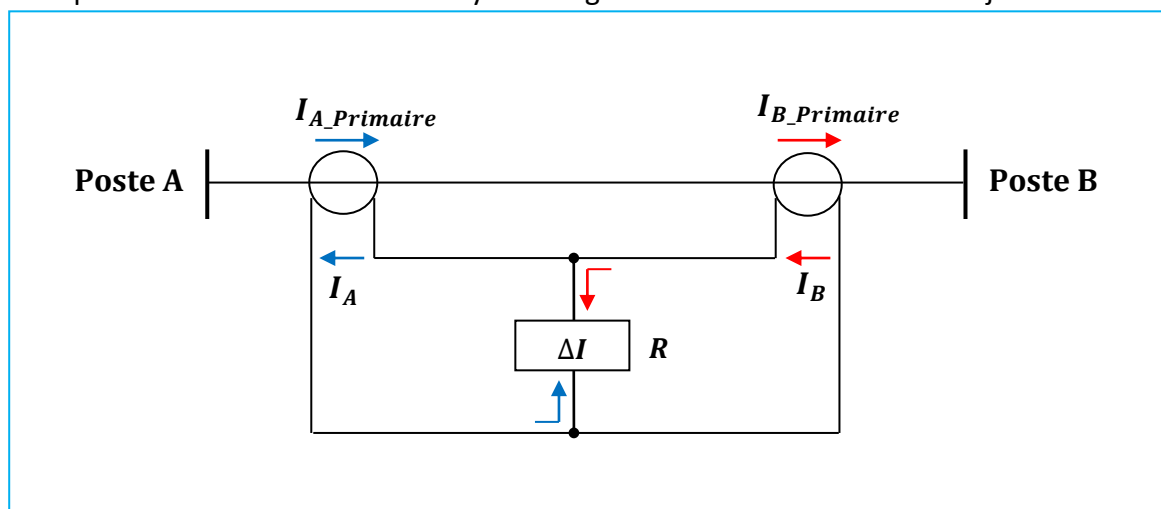


Figure 2.8 : Protections différentielles longitudinale d'une ligne à 2 extrémités.

➤ **Réglage de relais de protection :**

D'une façon générale, plusieurs paramètres sont à l'origine de l'existence d'un courant différentiel circulant dans le relais en régime de fonctionnement à vide ou en charge d'un départ :

- Les erreurs des transformateurs de courant.
- Les erreurs des protection .

Le courant différentiel limite de fonctionnement peut être réglé entre 20 % et 30 % du courant nominal de la protection

2.8.2. Protection de distance [22]:

La protection de distance sert à protéger des lignes aériennes ou des câbles souterrains, longs ou courts, des lignes à deux ternes, des lignes fortement chargées ou des lignes faiblement alimentées à une extrémité. Elle peut opérer dans tous les types de réseau, qu'ils soient compensés, isolés ou avec neutre mis directement à la terre.

Tous les types de court-circuit peuvent être détectés, qu'il s'agisse de défauts triphasés proches, de doubles défauts à la terre, de défauts évolutifs ou de défauts fortement résistifs. La protection de distance reste stable aussi bien pendant les pompages que lors d'inversions du sens d'écoulement de l'énergie. Un enclenchement sur défaut entraîne un déclenchement immédiat.

2.8.2.1. Principe de base :

Une protection de distance a la capacité de détecter un défaut à une distance prédéfinie sur une ligne de transmission ou un câble d'alimentation depuis son emplacement.

Chaque ligne électrique a une résistance et une réactance par kilomètre en fonction de sa conception et de sa construction ; ainsi, son impédance totale sera une fonction de longueur ou de la distance. Une protection de distance observe donc le courant et la tension et compare ces deux quantités en s'appuyant sur la loi d'Ohm (**Figure 2.9**).

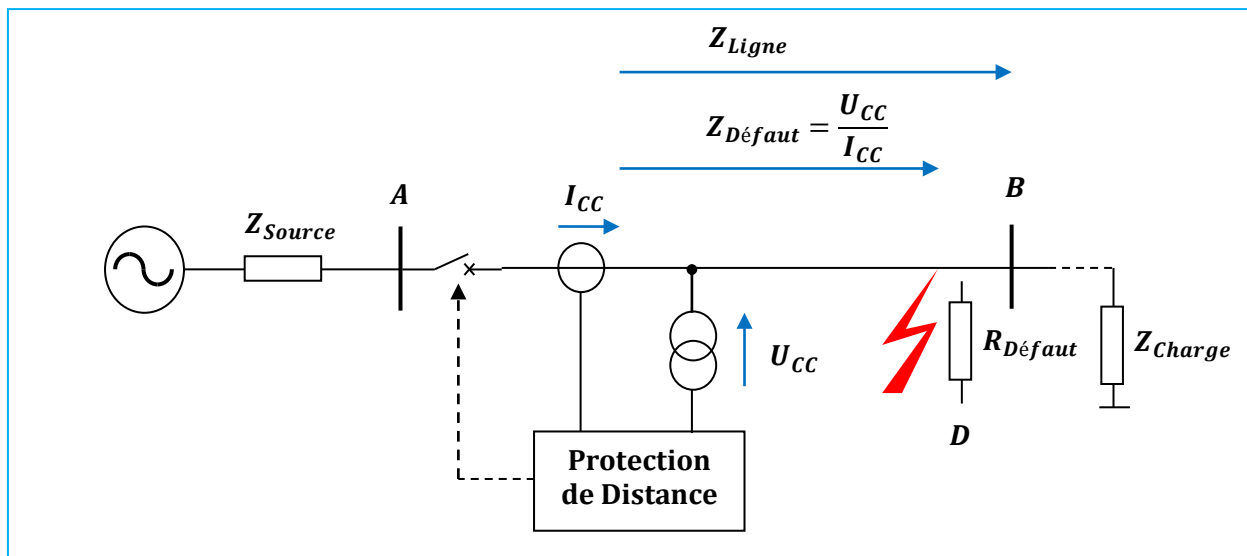


Figure 2.9 : Principe de base du fonctionnement.

2.8.2.2. Relais de mesure d'impédance [20] :

Le relais d'impédance prend en compte en permanence les grandeurs V et I d'une même phase pour évaluer l'impédance $Z = V / I$ du réseau sur cette phase, vue du point de vue où est situé le relais de mesure.

Cette évaluation d'impédance est réalisée en général sur les trois phases, soit entre phase et neutre, soit entre phases ; Elle peut être également réalisée sur des grandeurs symétriques : tensions et courant directes, inverses ou homopolaires.

Diagramme d'impédance : Le diagramme d'impédance est un outil essentiel pour l'évaluation du comportement de la protection de distance. Dans ce diagramme la caractéristique du relais et la charge mesurée et l'impédance de court-circuit sont représentés dans le plan complexe R/X . Pendant le fonctionnement normal du système, l'impédance mesurée correspond à l'impédance de charge. Sa grandeur est inversement proportionnelle à la quantité de charge transitée.

Dans le circuit monophasé de la **Figure 2.10**, un relais d'impédance placé en O mesure une tension V et un courant I comptés positivement dans les sens indiqués, On définit l'impédance apparente $Z = V/I = R + jX$ mesurée par le relais placé en O orienté vers D.

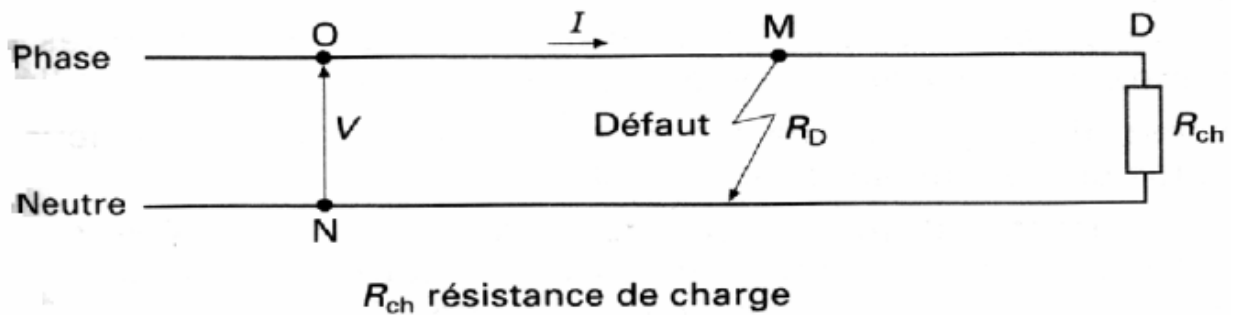


Figure 2.10 : Mesure d'impédance sur un circuit monophasé [20].

Dans le digramme (R, jX) Figure II.11, l'impédance d'une ligne entre O et D est représentée par le vecteur \vec{OD} .

Si un défaut franc se produit en M sur la ligne, l'impédance mesurée est représentée par le vecteur \vec{OM} .

Si le défaut en M a une résistance R_D , l'impédance mesurée est alors représentée par $\vec{OM'}$.

En l'absence de tout défaut, si à l'extrémité D de la ligne, il existe une charge R_{ch} qui fait circuler un courant de transit I_t dans la ligne, l'impédance de transite Z_T mesurée ($\vec{OM''}$) est représentés d'un état hors défaut de la ligne.

$$S = P + jQ = \frac{v^2}{Z} \tag{2.3}$$

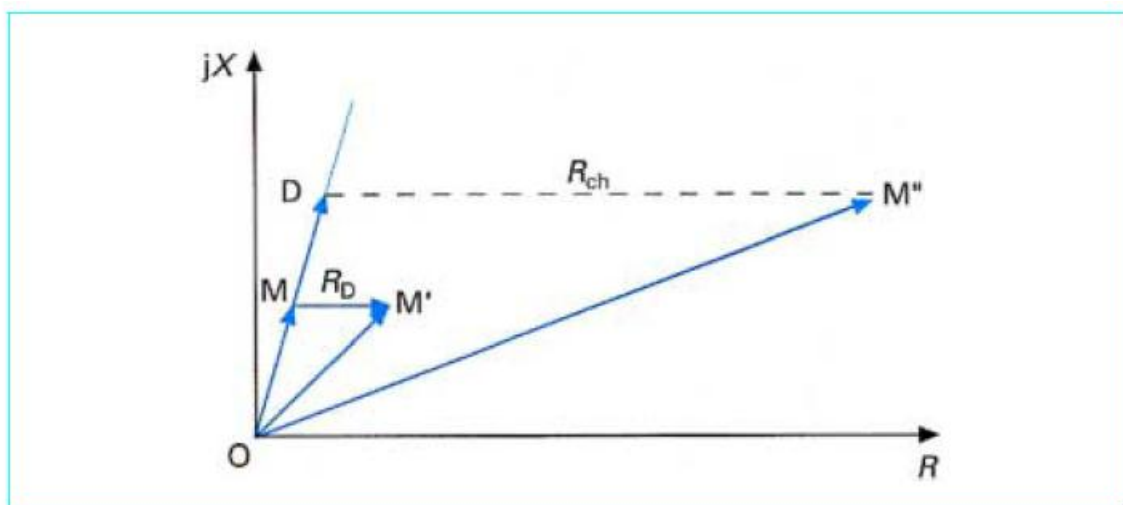


Figure 2.11 : Diagramme d'impédance

L'angle entre le courant et la tension correspond à l'angle de charge φ_{charge} .

Elle est dépendante du rapport entre la puissance active et réactive.

2.8.2.3. Caractéristiques de surcharge maximale admissible [20]:

L'impédance minimale de transit Z_{Tm} est obtenue lorsque la tension du réseau atteint sa valeur minimale V_{Tm} et que la ligne est en régime de surcharge maximale acceptable pour la stabilité du réseau ou de la tenue du matériel.

$$Z_{Tm} = \frac{V_{Tm}}{I_{SM}} \quad (2.4)$$

Avec :

V_{Tm} : tension de transit minimale (par convection $V_{Tm} = 0.85 V_n$)

I_{SM} : courant de surcharge maximale de la ligne.

ϕ_{Tm} : Le déphasage maximal conventionnellement admis entre V_{Tm} et I_{SM} doit satisfaire à la relation :

$$-30^\circ \leq \phi_{TM} \leq 30^\circ$$

Avec :
$$\phi_{Charge} = \text{Atan} \left[\frac{Q}{P} \right] \quad (2.5)$$

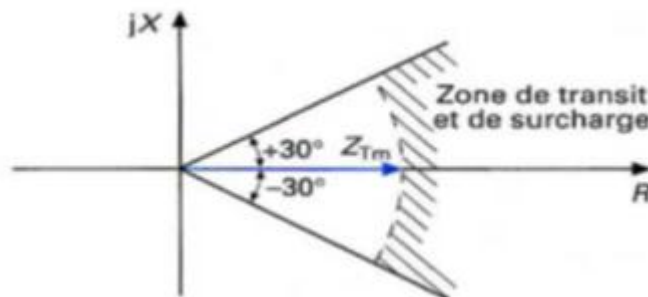


Figure 2.12 : Caractéristique de surcharge maximale admissible [20].

2.8.2.4. Principe de mesure :

Après apparition d'un défaut l'impédance mesurée passe à l'impédance de court-circuit , ce $Z_{Défaut}$ qui est généralement plus petit à l'impédance de charge Z_{charge} .

Sa valeur correspond à l'impédance de la ligne entre l'emplacement de relais et la localisation de défauts.

Si un défaut apparaît en M avec résistance R_D , le relais placé en A mesuré les grandeurs V_{def} et I_{def}

$$V_{def} = Z_l I_{def} + R_D I_{def} = Z_{def} I_{def} \quad (2.6)$$

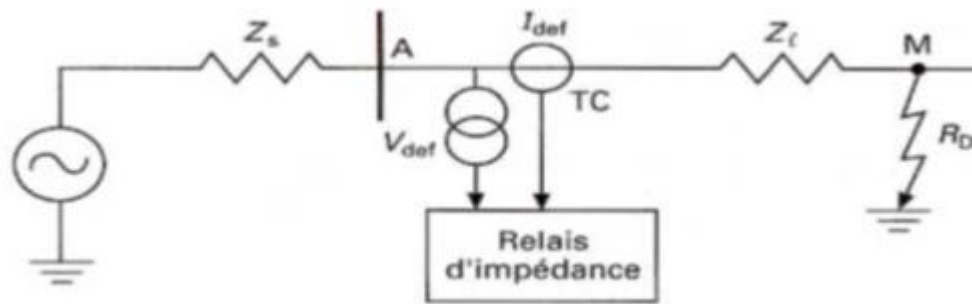


Figure 2.13 : principe d'un relais d'impédance [20].

2.8.2.5. Caractéristiques des relais de distance :

La protection de distance tente de faire la distinction entre impédance de défaut et impédance de charge. Il faut donc définir, une limite, une frontière entre les impédances que la protection va considérer comme normales, de charge et celles anormales associées à un défaut. Cette limite est appelée ici caractéristique de déclenchement. Elles peuvent avoir plusieurs formes et sont représentées dans un plan R/X [20].

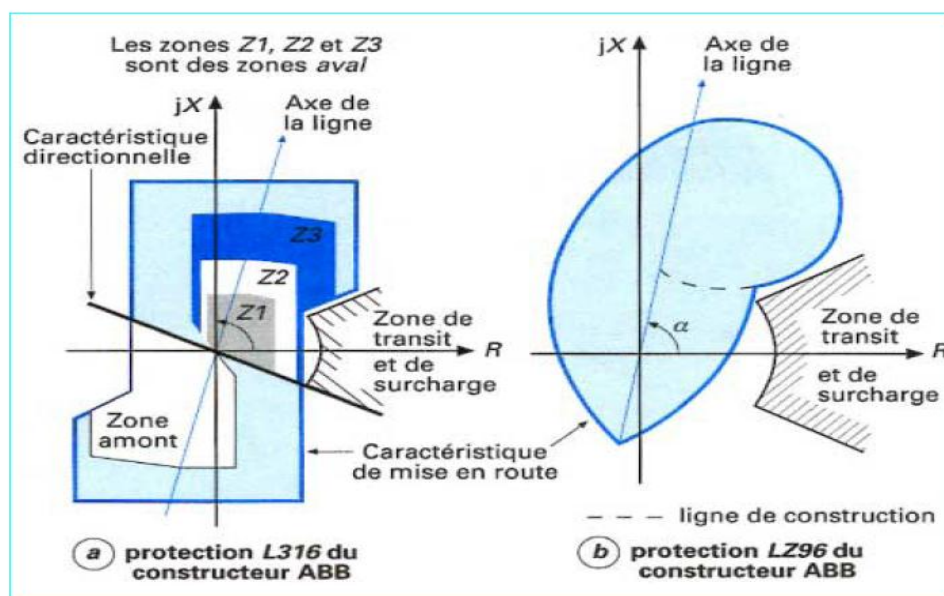


Figure 2.14 : Impédance de court-circuit et de charge (transit) [20].

Les relais numériques peuvent utilisés n'importe quelle caractéristique, il suffit de la programmer. Par contre les relais statiques ou électromécaniques ont une caractéristique liée de leur principe de fonctionnement.

Les formes de caractéristiques élémentaires les plus courantes sont les suivantes :

- La caractéristique circulaire, centré à l'origine des relais d'impédance, caractérisé la plus simple aux lignes courtes.

- La caractéristique circulaire décentrée qui n'est qu'une variante de la précédente, pour protéger les lignes de moyenne longueur ayant une probabilité faible d'avoir des défauts résistants,
- La caractéristique circulaire de relais d'admittance, souvent appelés Mho.
- La caractéristique en forme de droite, soit horizontale soit parallèle à l'axe de la ligne à protéger ou ayant une inclinaison quelconque.

A partir de ces caractéristique élémentaire, il est possible, en les combinant entre elles d'obtenir des caractéristique plus complexes.

C'est ainsi que les caractéristiques des protections actuelles les plus souvent utilisés sont :

- Caractéristique en parallélogramme.
- Caractéristique quadrilatère .
- Caractéristique lenticulaire.

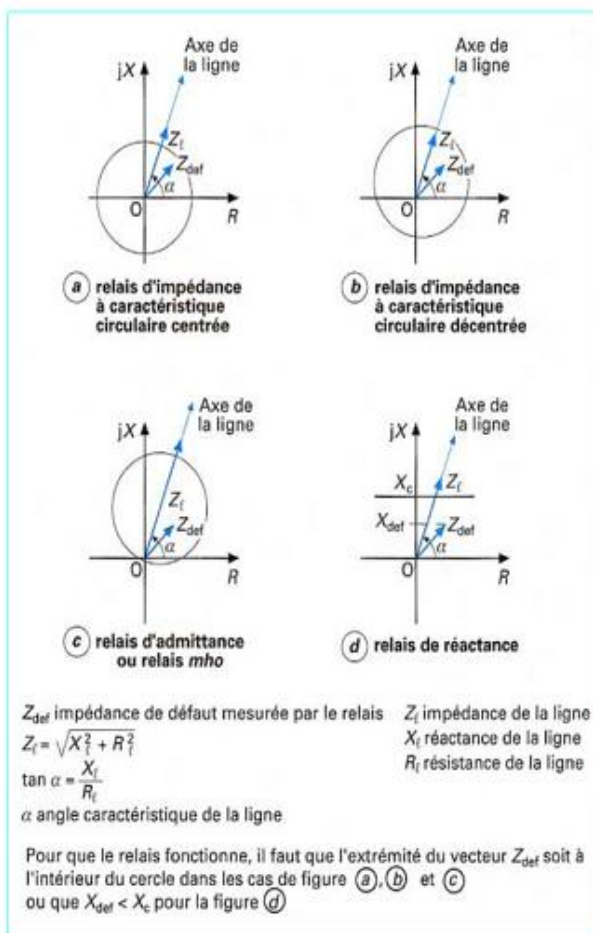


Figure 2.15 : Caractéristique élémentaire des relais d'impédance

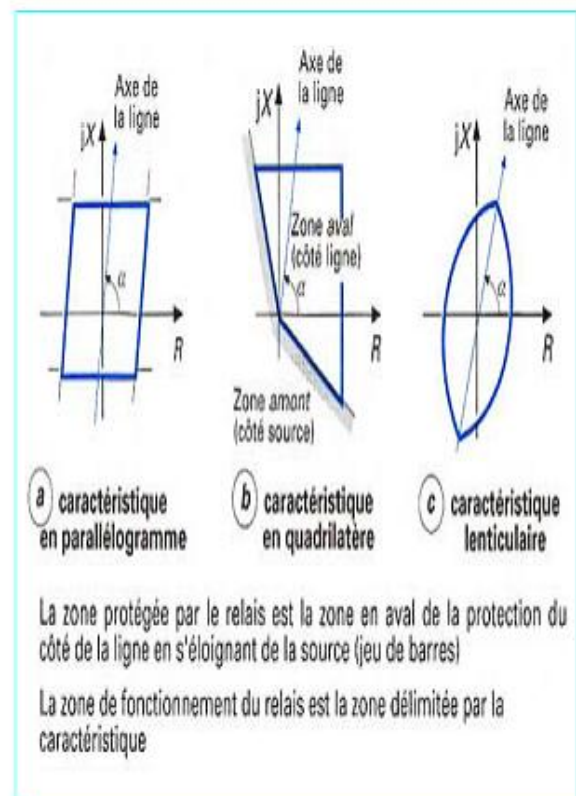


Figure 2.16: caractéristique utilisées dans les réseaux maillés [20].

A. Caractéristique circulaire :

Si on configure la caractéristique Mho de sorte que la droite de l'impédance de la ligne passe par le centre du cercle, on peut faire l'interprétation géométrique suivante :

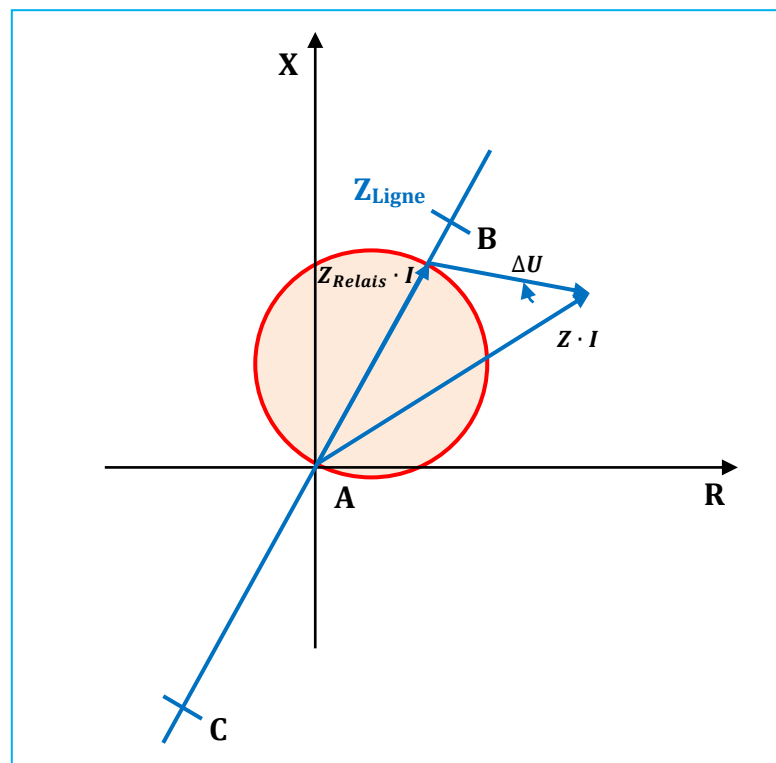
$$\Delta U = (Z_{Relais} \times I) - (Z \times I) \quad (2.7)$$

Avec :

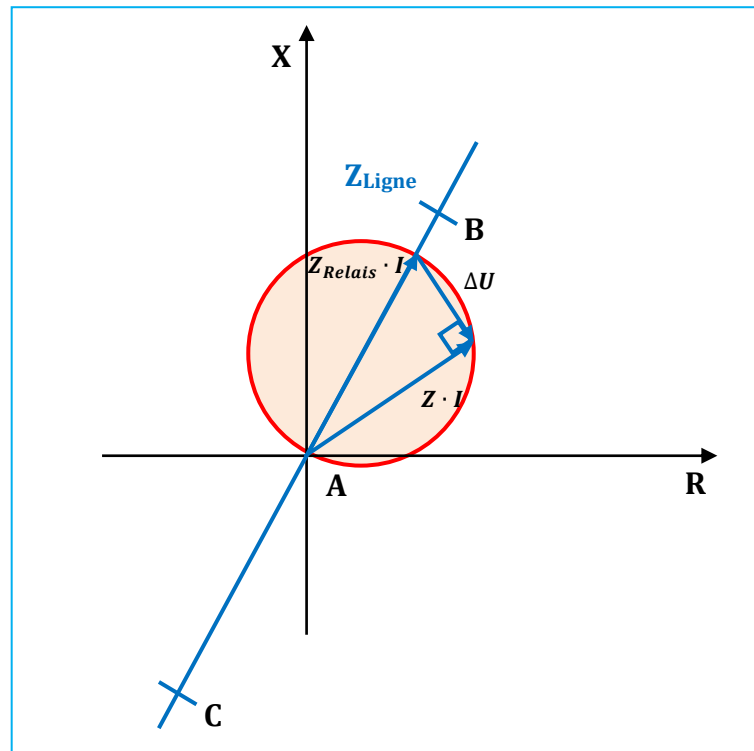
Z_{Relais} : L'impédance sur la ligne à partir de laquelle le relais déclenche.

Z : L'impédance mesurée.

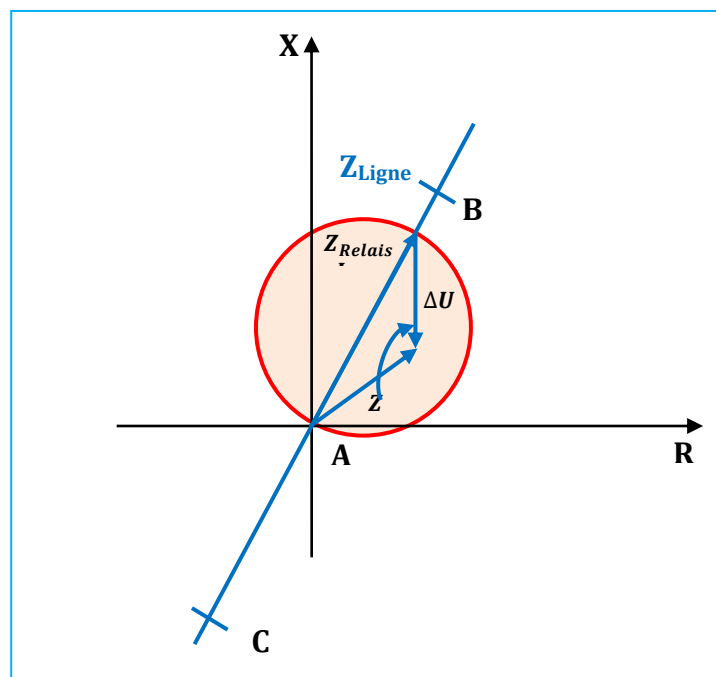
Si l'angle entre ΔU et $Z \times I$ est inférieur à 90° alors Z est en dehors du cercle, s'il est égal à 90° Z est sur le cercle et s'il supérieur à 90° Z est dans cercle (**Figure 2.17**) [20].



a). Si l'angle est inférieur à 90° , Z est en dehors du cercle [20].



b). Si l'angle est égal à 90° , Z est sur le cercle [20].



c). Si l'angle est supérieur à 90° , Z est dans le cercle.

Figure 2.17 : Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne passe par le centre du cercle) [20].

B. Caractéristique Quadrilatérale:

Une caractéristique quadrilatérale est délimitée par 4 droites. Les relais quadrilatéral ont l'avantage d'être plus sensible aux défauts résistifs que les relais Mho. Ces caractéristiques sont très flexibles en terme d'impédance, aussi bien pour les défauts phase-phase que phase-terre. Pour cette raison, ils sont très utilisés par les relais analogiques et numériques.

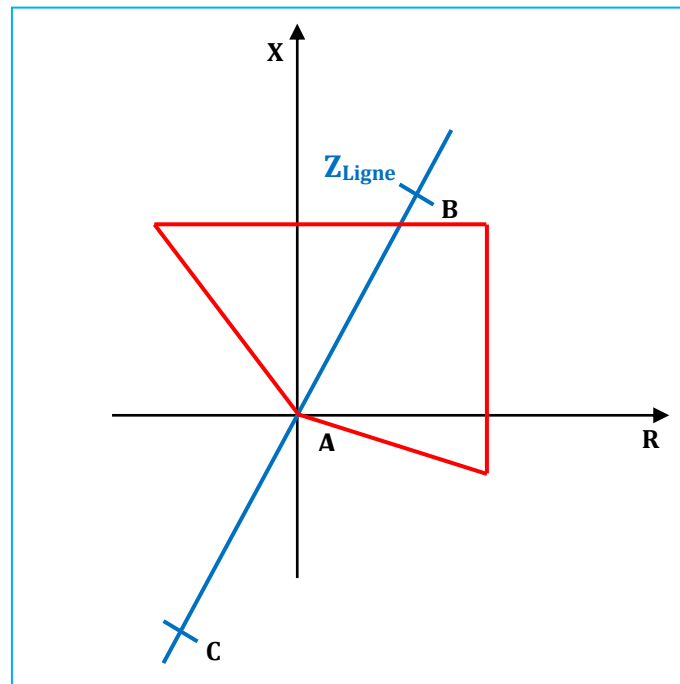


Figure 2.18 : Caractéristique Quadrilatérale [20].

C. Caractéristique droite :

Deux tensions fictives sont créés dans le relais de mesure Une tension dite différentielle :

$$U_{diff} = V_{AN} - Z_{ref}(I_A + K_0 I_R) \quad (2.8)$$

Avec:

$$V_{AN} = Z_{def} I_A$$

V_{AN} : tension aux bornes du relai,

Z_{ref} en fonction de (X_{ref}, jR_{ref})

Z_{ref} : l'impédance de référence (valeurs de réglage)

Une tension pilote :

$$U_P = \frac{dI_0}{dt} \quad (2.9)$$

Les deux tensions déphasées de Φ sont appliquées à un comparateur de phase réglé à 90° , la mesure est effectuée au moment où la valeur instantanée du courant résiduel est nulle :

$K_0 I_R = 0$ et la chute de tension aux bornes de la résistance est nulle $R_{D/A} = 0$

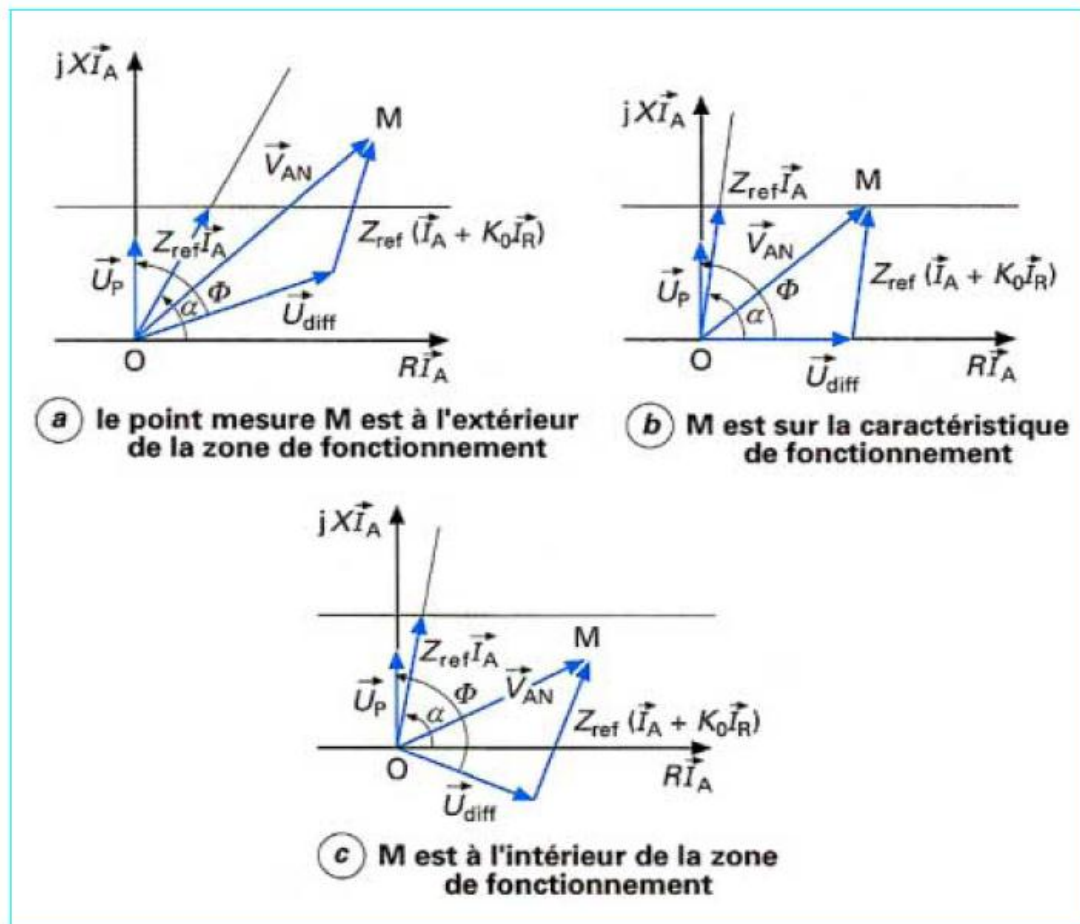


Figure 2.19 : Diagramme de mesure d'un relais à réactance [20].

2.8.2.6. L'application de la zone de protection dans les relais de distance [22] :

Une coordination correcte des relais de distances est obtenue grâce à la présence d'une Zone 1 de protection directionnelle instantanée et d'une ou deux zones à protection différée. Une ligne de transmission à une résistance et une réactance proportionnelles à sa longueur qui également son propre angle caractéristique. Elle peut donc être représentée comme ci-dessous dans un diagramme R/X.

➤ Zone 1 :

Une caractéristique de relais a également été ajoutée, à partir de laquelle on notera que la portée de l'élément de mesure a été définie à approximativement 80% de la longueur de la ligne (**Figure 2.20**). Cette portée a été choisie pour éviter un débordement dans la section suivante de la ligne et garantir une sélectivité stable pour les raisons suivantes :

- Il n'est pas pratique de mesurer avec précision l'impédance d'une ligne de transmission qui peut être très longue (disons 100 km) ; des longueurs témoin sont normalement utilisées qui peuvent entraîner des erreurs jusqu'à 10 % ;

- Des erreurs sont également présentes dans les transformateurs de courant et de tension, non sans oublier de mentionner les performances transitoires possibles de ces appareils ;
- Il existe des tolérances de fabrication concernant la précision de la mesure des relais, etc.

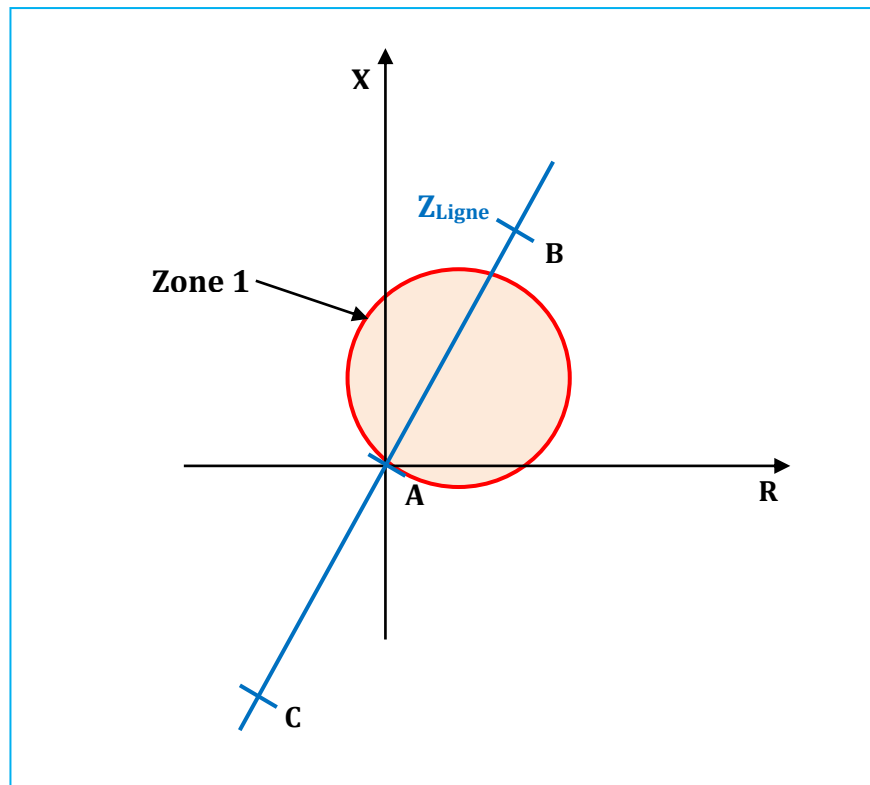


Figure 2.20 : Caractéristique des la Zone 1 Mho [20].

Cet élément de mesure, connu sous le nom, de zone 1 du relais distant, est instantanément en fonction.

➤ **Zone 2 :**

Pour couvrir les 20 restants de la ligne, un second élément de mesure peut être ajouté et défini pour dépasser la ligne à condition d'être temporisé d'environ 0,5 s pour fournir la nécessaire coordination avec le relais aval. Cet élément de mesure est appelé zone 2. Non seulement il couvre les 20 % restants de la ligne, mais il offre aussi un moyen de secours pour la prochaine section de la ligne dans le cas où un déclenchement échouerait pour quelque raison que ce soit.

➤ **Zone 3 :**

Une troisième zone est invariablement ajoutée comme élément de démarrage et elle prend la forme d'une caractéristique Mho ($1\text{mho}=1\text{ Siemens}=1$) de décalage. Ce décalage fournit une fonctionnalité de fermeture sur défaillance, car les éléments Mho peuvent ne pas fonctionner dans ces conditions en raison d'un effondrement complet de la tension pour la

défaillance voisine.

La courte portée arrière offre aussi un secours localise lors d'une défaillance de barre omnibus. Cet élément peut également être utilisé pour lancer un signal modulé à l'autre extrémité de la ligne.

L'élément zone 3 possède également une fonction très utile. Comme démarreur, il peut être utilisé pour commuter l'élément zone 1 en zone 2, intervenir après disons 0.5 s, et, de ce fait, réduire les coûts en faisant économiser l'installation d'un second élément de mesure zone 2 (Figure 2.21).

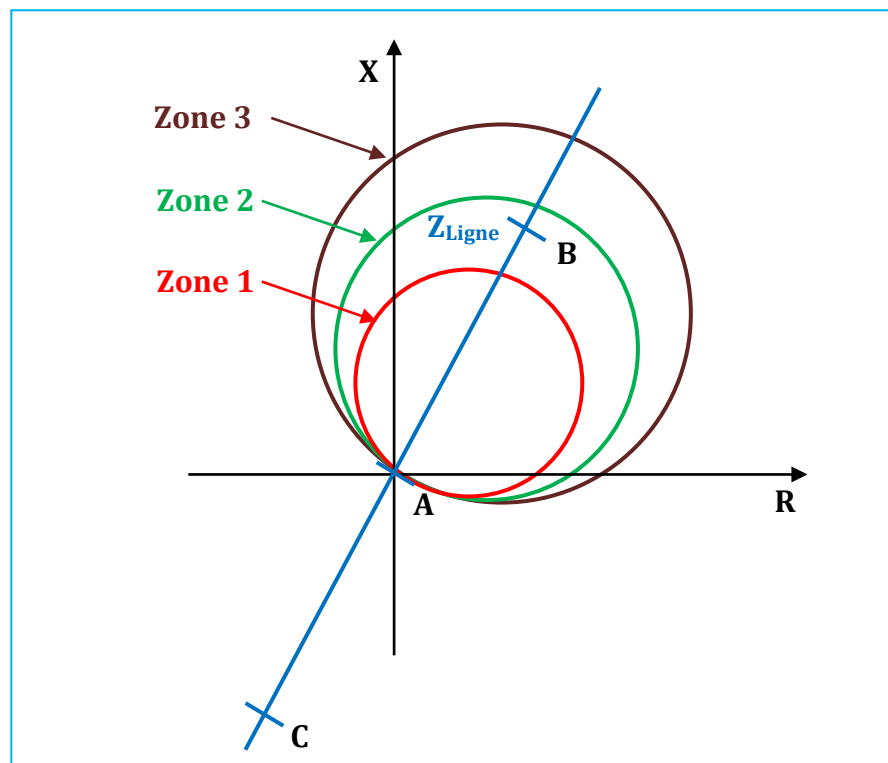


Figure 2.21 : Caractéristique des trois Zones Mho [22].

Zone 4 :

Dans certaines situations, il est pratique de fournir des relais de distance avec une quatrième zone de protection. La Zone 4 (Zone en amont) est utilisé pour fournir une protection de secours pour le jeu de barre local, normalement en établissant un cadre de portée inverse de 25% de l'impédance de la zone 1 [23].

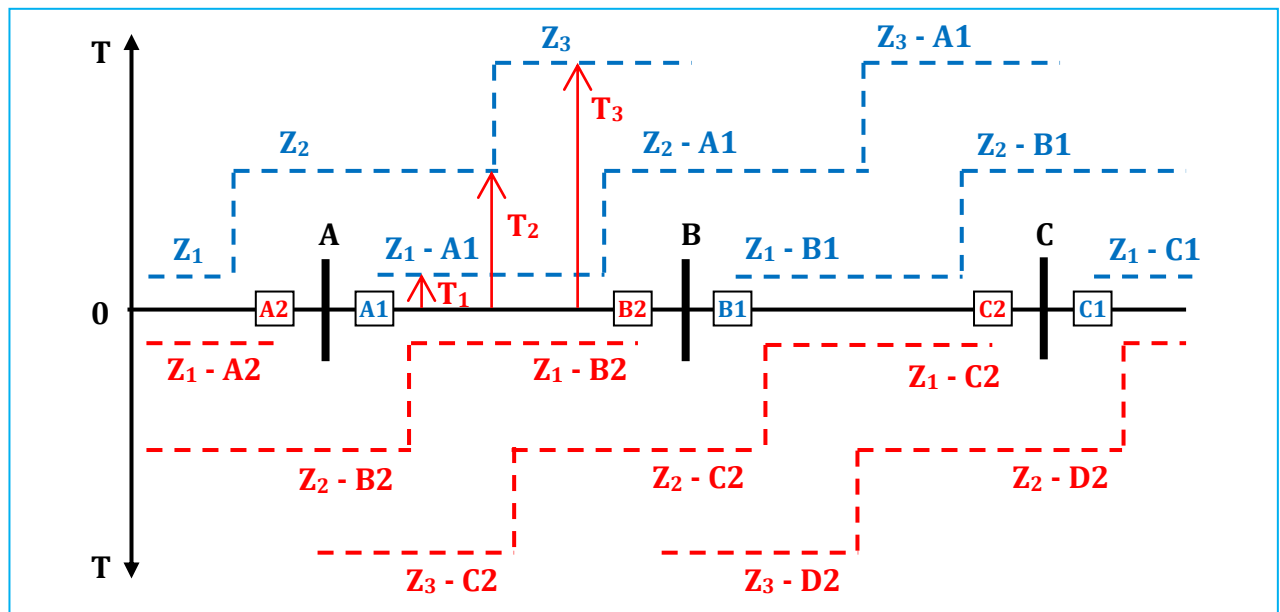


Figure 2.22 : Zones de la Protection de distance [23].

2. 8.2.7. Fonction anti-pompage :

Les perturbations affectant le réseau de transport peuvent être à l'origine des oscillations des grandeurs électriques. Les causes les plus fréquentes de ces oscillations sont :

- Les variations de charges importantes .
- Les modifications de la configuration du réseau de transport dues à différents défauts et à leurs temps d'élimination.

Ces oscillations provoquent des variations de phase et d'amplitude des tensions entre les parties oscillantes du réseau qui se traduisent par des fluctuations de l'impédance vue par la protection de distance. La fonction antipompage assure la stabilité des éléments de mesure de distance et évite les fonctionnements intempestifs lors de ces oscillations. La détection du pompage s'effectue en mesurant la vitesse de variation du point d'impédance à l'intérieur d'une bande délimitant la caractéristique de démarrage

La détection de pompage s'effectue en mesurant la vitesse de variation du point d'impédance à l'intérieur d'une bande définie en ΔR (résistance) et en ΔX (réactance). En cas de court-circuit, le point d'impédance caractérisant le défaut traverse rapidement la bande de détection. Par contre lors d'oscillation de puissance, la variation de l'impédance est lente. Le réseau est le siège de phénomène de pompage s'il est symétrique et si le point d'impédance met au moins 5 ms pour traverser la bande ΔR et pénétrer les zones 3 et 4 [27].

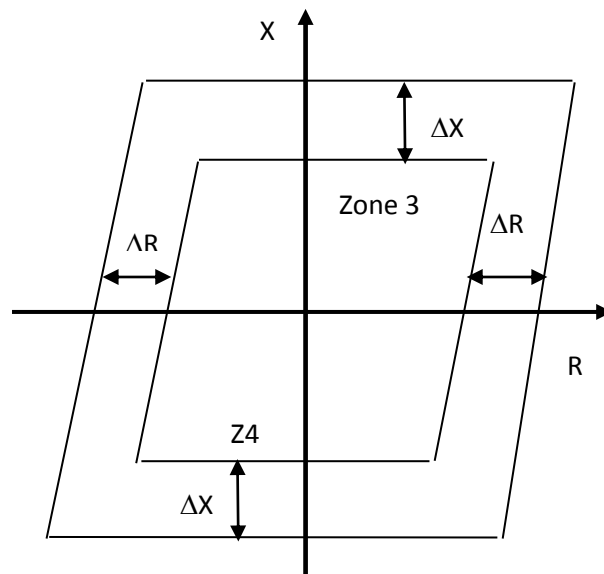


Figure 2.23 : Principe de la détection de pompage.

Les largeurs de bandes ΔR et ΔX sont ajustées entre 10 et 30% de la portée résistive de phase de la mise en route. La protection est verrouillée pendant 5 sec lors de l'apparition de ce phénomène. Le déverrouillage n'aura lieu que s'il y a dépassement d'au moins d'un des seuils suivants :

- Seuil de courant résiduel : réglé généralement à 20% I_n .
- Seuil de courant inverse : réglé généralement à 20% I_n .
- Seuil de courant de phase : réglé généralement à 1.5 I_n .

I_n : le courant nominal.

2. 8.2.8. Fonction Fusion fusible:

Cette fonction est utilisée pour verrouiller les éléments qui pourraient opérer de façon inadéquate pour une perte partielle ou totale d'une tension causée par la fusion d'un ou de plusieurs fusibles.

Sans cette fonction, la fusion d'un fusible amène au déclenchement par minimum d'impédance.

Lorsque l'entrée logique FF est activée, la fonction protection de distance est bloquée instantanément.

Cette fonction peut aussi être issue d'un calcul de la protection selon l'équation suivante :

$$FF = V_o * I_o * I_i * I_{seuil} \quad (2.10)$$

Toutefois, la fonction de distance peut être éventuellement déverrouillée à la suite d'un dépassement de l'un des seuils des courants I_o , I_i ou I_{seuil} [27].

I_o : Courant homopolaire

I_i : Courant inverse

I_{seuil} : Maximum de courant de phase

2. 8.2.9.Fonction directionnelle:

Il est réalisé par comparateur de phase entre un courant supposé en phase avec le courant de défaut et une tension aussi peu affectée que possible par le défaut, par exemple la tension directe. Cette tension est généralement maintenue par un système de mémoire afin de permettre une orientation correcte, même en cas de défaut triphasé près du poste où se trouve la protection [15].

2. 8.2.10. Fonction surveillance tension :

Si un réducteur de tension est défaillant, ou si son circuit secondaire est coupé, la boucle correspondante de la protection reçoit une tension nulle, et un courant non nul. Elle voit donc une impédance nulle, par conséquent elle bloque les fonctions directionnelles telles que la distance ou la complémentaire [15].

2.8.3. Protection par relais à maximum de courant :

La protection de secours des câbles HT est réalisée par l'intermédiaire d'un relais à maximum de courant triphasé à temps constant. Son rôle est d'assurer en premier lieu le secours des protections principales 1 (différentielle) ou la protection principale 2 (distance) contre les courts-circuits de nature quelconque, mais aussi de déclencher les surcharges inadmissibles sur le câble. Son réglage tient compte du courant de surcharge maximal (défini par le courant admissible des conducteurs ou par le courant de surcharge maximal des transformateurs) et du courant de défaut minimal en bout du câble de transport (défaut biphasé).

Pour assurer une bonne sélectivité de fonctionnement, la temporisation est généralement choisie entre le troisième et quatrième stade des protections de distance [16].

$$ISURCH. < IR < ICC \min$$

2.8.3.1. Protection par relais à maximum de courant non directionnelle :

Elle a pour fonction de détecter les surintensités monophasées, biphasées ou triphasées. La protection est activée si les courants mesurés dépassent la consigne correspondant au seuil de réglage appelé aussi seuil de fonctionnement [16].

2.8.3.2. Relais à temps indépendant :

La temporisation est constante, elle est indépendante de la valeur du courant mesuré. Le seuil de courant et la temporisation sont généralement réglables par l'utilisateur.

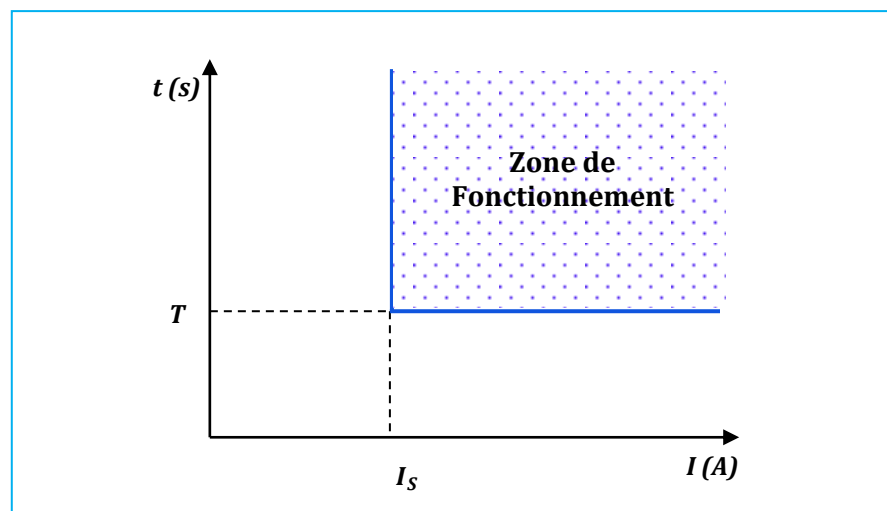


Figure 2.24 : Protection à temps indépendant temporisé [16].

I_S : Seuil de fonctionnement en courant (seuil de courant).

T : Retard de fonctionnement de la protection (temporisation).

2.8.4. PROTECTION DE DEFAILLANCE DISJONCTEUR:

L'installation d'une protection de défaillance disjoncteur se justifiée parce qu'elle permet de préserver le matériel électrique et d'assurer une meilleure qualité de service. Cette protection fonctionne en cas de refus d'ouverture du disjoncteur de la travée. Son démarrage est effectué par l'ordre de déclenchement des protections principales et/ou de réserve. A l'échéance d'une temporisation de 0.3 Sec, si un critère de courant confirme la position fermée du disjoncteur, un ordre de déclenchement est élaboré et entraîne les ouvertures du couplage et de tous les départs aiguillés sur la même barre que le départ en défaut.(**Figure 2.25**)

Les réglages sont:

$$T = 0.3 \text{ Sec} \quad I_R = 1.5 \times I_N$$

Ce réglage est adopté pour toutes les protections de défaillance disjoncteur, excepté celle de la travée transformateur qui utilise l'interlock disjoncteur pour la confirmation de la position fermée du disjoncteur. Le seul réglage à faire sur cette protection est l'affichage du temps de déclenchement.

Par exemple un défaut est survenu sur le départ1 qui est aiguillé sur la barre 2, la protection de distance ou réserve de ce départ a envoyé un déclenchement vers le disjoncteur mais aussi une initialisation de la protection PDD de ce départ, mais le disjoncteur ne s'ouvre pas il y a un refus d'ouverture, au bout de 0.3sec tous les disjoncteurs des départs aiguillés sur la Barre 2 plus le couplage seront déclenchés par les PDD pour éliminer le défaut.

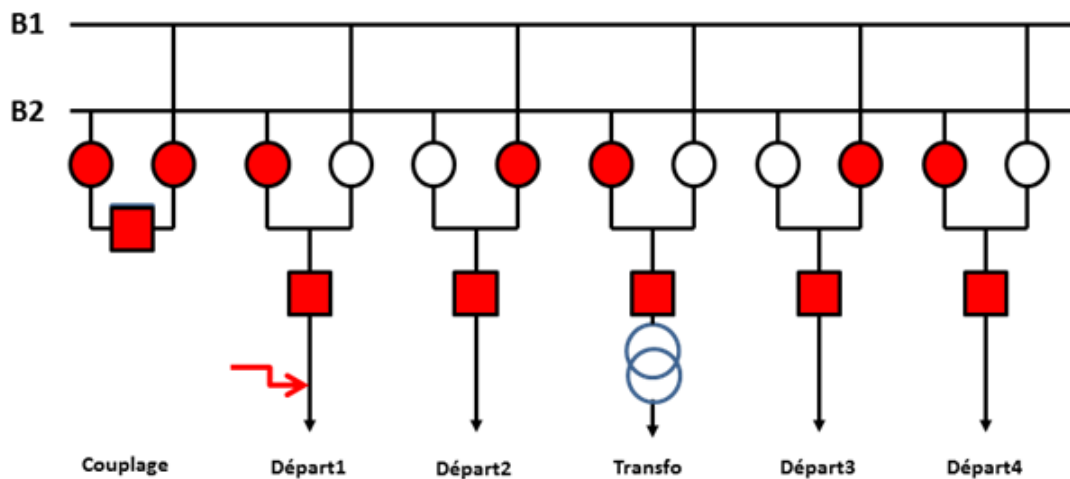


Figure 2.25 : Principe de fonctionnement PDD .

2.9. Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté les différents types de protections des câbles de transport de l'électricité. On a vu que la nécessité d'éliminer les différents défauts dans les plus brefs délais, impose une variation dans les processus de protection donc doter le réseau de plusieurs protection qui peuvent palier à tous les type de défaut.

3.1. Introduction :

Dans ce chapitre nous allons présenter, les deux types de protection de câble, la protection principale différentielle PP1. Ainsi en va étudier les réglages des relais de distance avec des essais réels au réseau de direction de la transporte d'Alger.

3.2. Présentation du poste HAMMA :

Le poste HAMMA 220/60/10 kV est constitué de trois étages. Les deux premiers (étage 220kV et étage 60kV) sont dédiés pour le transport de l'électricité (GRTE). Ces deux étages sont télé-signalés et télécommandés par le CRC. Et le troisième étage (10kV) est réservé pour la distribution d'électricité (SDX).



Figure 3.1: Localisation du poste HAMMA.

Le poste blindé à haute tension HAMMA et à double jeu de barres d'alimentation, ayant une enveloppe métallique mise à la terre et remplie d'un gaz isolant à rigidité diélectrique

élevé, la dite enveloppe étant subdivisée dans chaque travée en différents compartiments étanches comprenant notamment :

- ✓ Un compartiment disjoncteur assurant la protection du départ de la travée,
- ✓ Un premier compartiment jeu de barres renfermant un premier sectionneur d'aiguillage associé à une barre conductrice du premier jeu de barres d'alimentation.
- ✓ Un deuxième compartiment jeu de barres renfermant un deuxième sectionneur d'aiguillage associé à une barre conductrice du deuxième jeu de barres d'alimentation,
- ✓ Un compartiment transformateur de courant.
- ✓ Un compartiment transformateur de tension
- ✓ Deux compartiments sectionneurs de mise à la terre encadrant le disjoncteur
- ✓ Un compartiment sectionneur de mise à la terre à fermeture rapide, coté câble
- ✓ Un compartiment sectionneur tête de câble.
- ✓ Un compartiment pour boîte d'extrémité (Boîte a câble)
- ✓ Un compartiment sectionneur du transformateur de tension.

3.2.1. Constitution du poste Hamma :

L'étage 220KV est un Blindé de type GAI, fabriqué par le constructeur GANZ TRANSLEKTRO, monté en septembre 1999 et mis en service en février 2000, Il est alimenté par deux Arrivées groupe 220kV (Arrivée GR N°3 ET Arrivée GR N°4) à travers la centrale de HAMMA et une TG (Turbine à Gaz) mobile de SABLETTE. Il est interconnecté avec les postes 220kV de KOUBA , d'Alger port (APO) et EL HARRACHE (EHR). (voir ANNEXE A).

L'étage 220 kV contient les salles suivantes:

- Salle de commande
- Salle des Batteries
- Salle des Services Auxiliaires
- Salle de Haute Fréquence (HF)
- Salle de relayage
- Salle blindé

3.3. Protection de travée câble 220KV HAMMA – EL HARRACH :

Travée câble 220 KV : nécessitant l'installation de deux équipements de protection principale en redondance et de technologies différentes (Fig 3.2) .

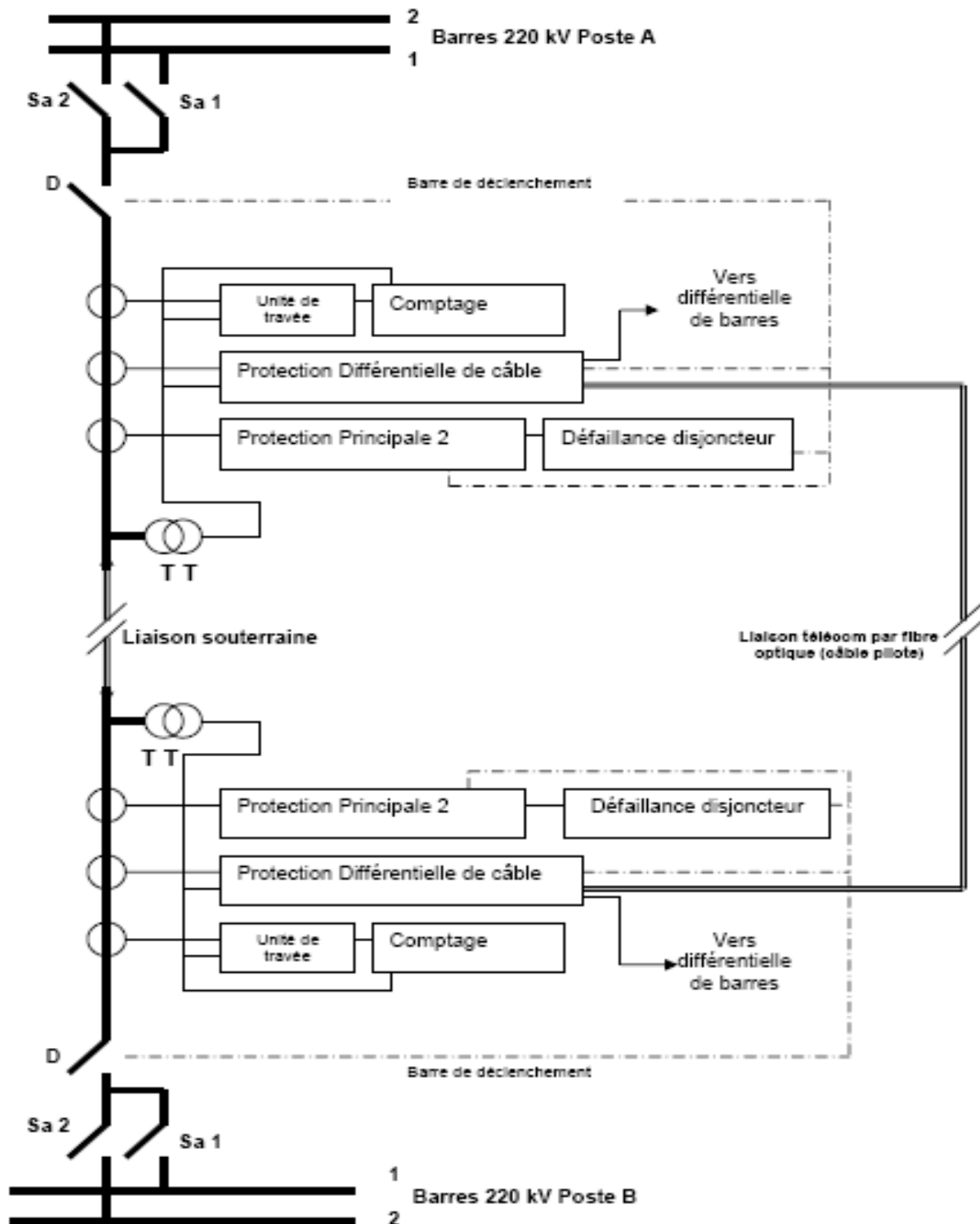


Figure 3.2 : Schéma bloc de travée souterraine 220KV

3.3.1. Protection numérique différentielle longitudinale type REL316*4 :



Figure 3.3 : protection différentielle REL 316*4

Ce type de protection est utilisé dans des sections câbles de petite longueur (jusqu'à 5km à 20 km dans les réseaux 220KV et 60KV) dans le cas où la protection de distance ne répond pas aux exigences de la vitesse, la sélectivité et de la sensibilité. Les fils pilotes le long de la voie du câble de transport effectuent la comparaison du courant à l'extrémité de la section protégée. Le dispositif de protection utilise une liaison par fibres optiques avec une vitesse de transmission élevée, afin d'échantillonner de façon synchrone les grandeurs d'entrées analogiques aux deux extrémités de la ligne à protéger et afin de transférer sans retard les valeurs échantillonnées au poste opposé. [28]

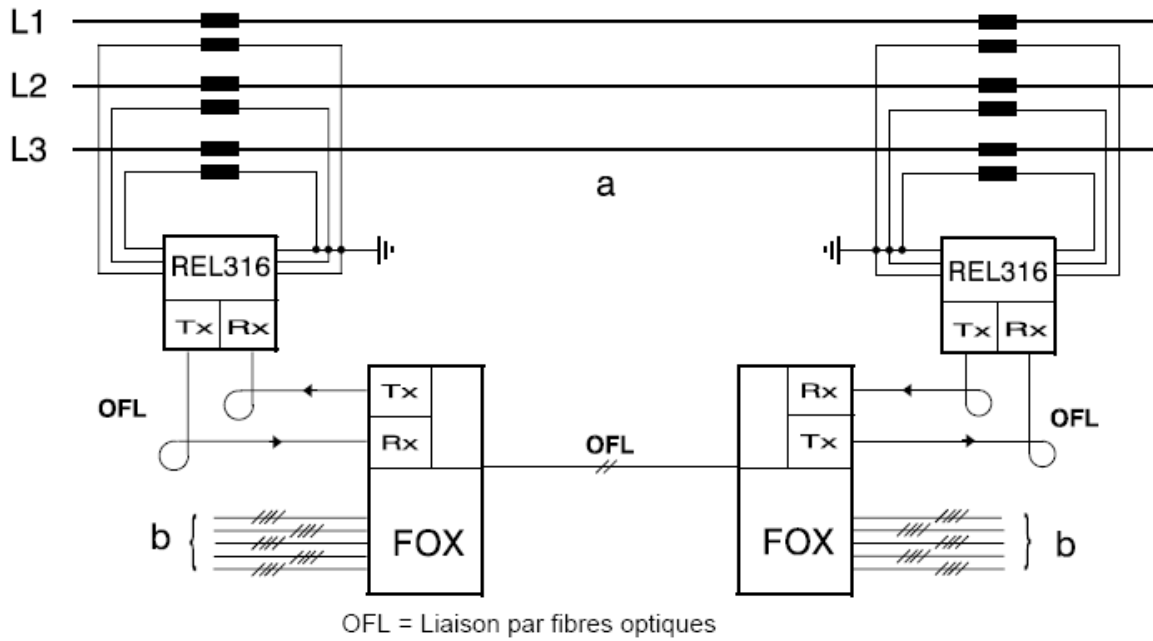


Figure 3.4 : Liaison par fibres optiques à l'aide d'un système de type FOX à 2 Mbit/s

3.3.1.1. Principe de fonctionnement :

Dès que courant différentielle suffisamment important apparaît, il ya libération de l'ordre de déclenchement (figure 3.5). La protection différentielle doit présenter une stabilité élevée en présence d'un défaut extérieur. En plus des signaux directement liés à la fonction différentielle, il est possible de transmettre des signaux binaires à distance tel que des télédéclenchement.

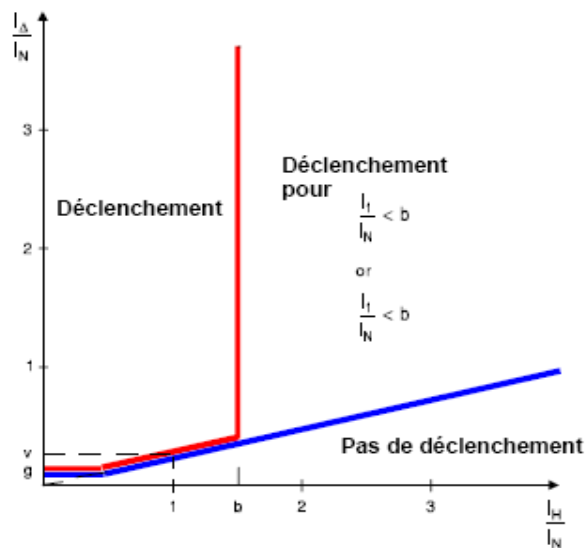
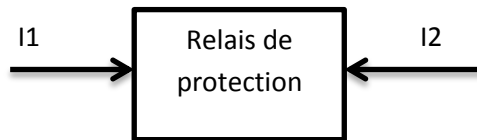


Figure 3.5 : Caractéristique de déclenchement de la fonction différentielle



$$I_{\Delta} = |I_1 + I_2|$$

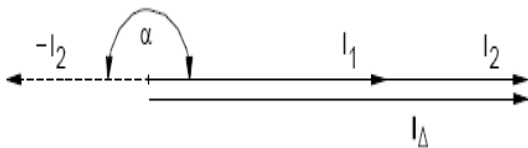
I_{Δ} : Courant différentiel.

I_H : courant de stabilisant.

I_N : courant nominal.

b : valeur b de la caractéristique de déclenchement. Le réglage doit être d'environ 1,5 fois le courant de service.

➤ **Cas d'un défaut intérieur**



Pour $\alpha = 180^\circ$

En appliquant la formule :

Cas1 :

pour $\alpha =$ entre 90° et 270° $I_H = 0$

cas2 :

Courant secondaire nul $I_2 = 0$ $I_H = 0$

$$I_H = \sqrt{I_1 \cdot I_2 \cdot \cos \alpha} \text{ avec } -90^\circ < \alpha < 90^\circ$$

Ou s'il est nul

$$I_H = 0 \text{ avec } 90^\circ < \alpha < 270^\circ$$

L'argument est défini par $\alpha = \angle (I_1 - I_2)$

➤ **Cas d'un défaut extérieur**



$$I_H = \sqrt{I_1 \cdot I_2 \cdot \cos \alpha}$$

Pour $\alpha = 0^\circ$ $I_H = \sqrt{I_1 \cdot I_2}$

3.3.2. Protection de distance 7SA513 : [29]

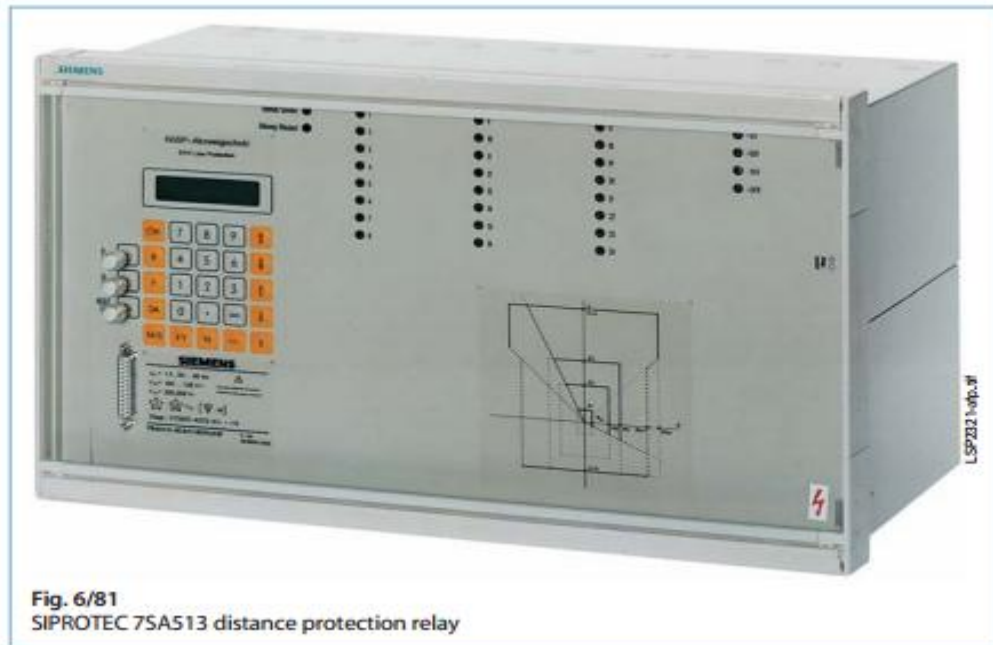


Figure 3.6 : protection distance 7SA513

3.3.2.1 Types de relais :

La protection principale de distance des câbles (F21) mesure la distance du défaut en termes d'impédance ou la réactance, selon le type de relais de la protection de distance prévue à chaque extrémité de câble.

Nous avons travaillé dans ce mémoire sur la protection de distance constructeur Siemens 7SA513.

➤ Description des caractéristiques :

L'appareil 7SA513 est un relais de protection à distance pour des câbles de transmission d'énergie. Le présent relais assure toute la gamme de protection de distance et dispose de l'ensemble des fonctions de protection normalement nécessaires à la protection d'un câble électrique. Le relais s'utilise pour le déclenchement rapide et sélectif de défauts dans les câbles de transmission.

Il comprend plusieurs fonctions de protection normalement nécessaires à la protection des Câbles de transmission:

- Temps de déclenchement rapide.
- Approprié pour les câbles souterrain et lignes aériennes avec ou sans compensation de condensateurs série.

- Communication numérique entre relais pour un système de deux ou trois postes
- Réenclencheur automatique ajustable (ADT).

Le type de protection à distance le plus employé est la protection de distance, (en raison notamment de son autonomie totale qui n'exige aucune liaison entre deux extrémités du câble à protéger). Elle est caractérisée par :

- La relation entre la distance du défaut et le temps de déclenchement du relais,
- Les grandeurs électriques qui permettent de mesurer la distance de défaut (U et I).

La protection à distance est sélective, insensible aux défauts externes, au fonctionnement hors synchronisme du réseau et aux variations de la tension.

On a $U = Z \cdot I$: s'il y a un défaut alors I augmente, U diminue donc Z diminue. Ces relais sont appelés relais à minimum d'impédance. Le principe de protection de distance est basé sur la loi d'Ohm $Z = U / I$, avec $Z = R_L + j X_L$

Une protection de distance se distingue par sa caractéristique (temps-distance) à 4 stades réglés comme suit :

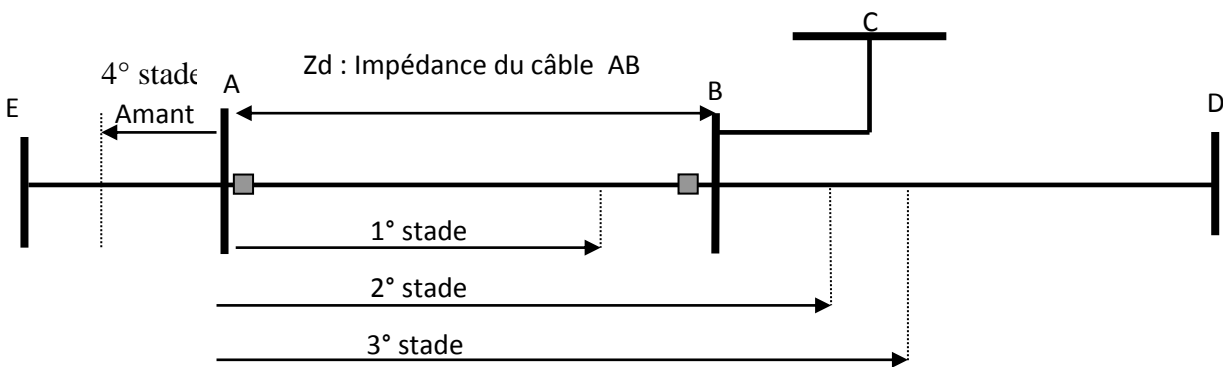


Figure 3.7 : les différents zone de protection

a) 1° stade :

Réglé généralement à 80% de l'impédance directe (Z_d) du câble AB et non pas à 100% pour éviter l'empiétement sur des défauts survenant au début des lignes adjacentes (erreur introduites par TT, TC, ligne et protection). Il peut être éventuellement réglé au delà des 80% dans le cas d'un câble souterraine . Le déclenchement est instantané.

Stades	Portée de stade	Temporisation
Zone 1	$0,8 \times Z_d$	$t = 0 \text{ s}$

b) 2° stade :

Réglé à 120% de l'impédance directe du câble AB et non pas à 100% pour éviter le non fonctionnement en cas de défaut survenant au bout du câble à protéger (erreurs introduites par TT, TC, ligne et protection). Le déclenchement est temporisé 0.3s.

Stades	Portée de stade	Temporisation
Zone 2	1,2 x Zd	0.3s

c) 3° stade :

Réglé généralement à 140% de l'impédance directe du câble AB avec une temporisation de 1.3 sec .

Pour les câbles courtes ce stade doit être réglé de telle sorte à couvrir la résistance d'arc.

Stades	Portée de stade	Temporisation
Zone 3	1,4 x Zd	t = 1 .3s

d) 4° stade :

Réglé généralement à 40% de l'impédance en amont du câble AB avec une temporisation de 3 sec .

Stades	Portée de stade	Temporisation
Zone 4 (Amont)	0.4 x Zd	t = 3 s

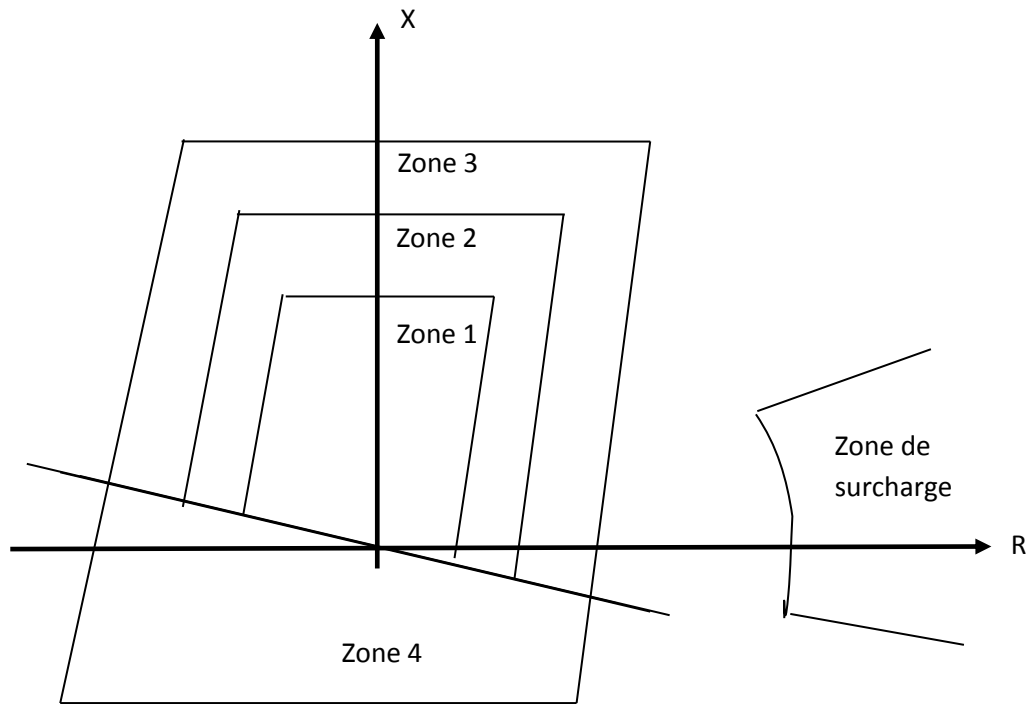


Figure 3.8. Caractéristique quadrilatérale d'une protection de distance

3.3.2.2. Paramètres de configuration de la Protection de distance :

Tous les paramètres permettant l'affichage des valeurs sur la protection suivent le déroulement du menu de la protection telle qu'indiqué dans la documentation du constructeur.

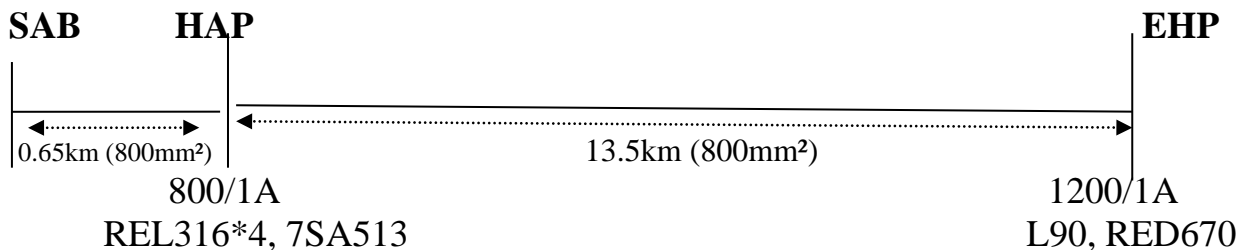


Figure 3.9 : la liaison entre les deux postes HAMMA- EL HARRACHE

A) les caractéristiques de câble 220kv poste hamma /EL Harrach :

- Tension nominale composée $U = 220 \text{ kV}$
- Fréquence nominale $f = 50 \text{ Hz}$
- Longueur de la ligne $L = 13.5 \text{ km}$
- Résistance de la séquence directe de la ligne $R_d = 0,113 \text{ } \Omega/\text{km}$
- Réactance inductive directe de la ligne : $X_d = 0,13 \text{ } \Omega/\text{km}$
- Type et section du conducteur cuivre $S = 800 \text{ mm}^2$

- Le courant maximale $I_{max} = 930A$
- Rapport de transformation de tension $TT_{KTP} = 220\ 000V / \sqrt{3} / 100V / \sqrt{3} = 2200$
- Rapport de transformation courant $TI_{KTC} = 800A / 1A = 800$
- Rapport de transformation d'Impédance $K_z = KTP / KTC = 2200 / 800 = 2.75$

B) Réglages à afficher sur la protection distance 7SA513 :

$X1 = 80\% X_{BT (HAP-EHP)} = 0.51 \Omega$	$R1 = 0.44 \Omega$	$t1 = 0s$
$X2 = 120\% X_{BT (HAP-EHP)} = 0.76 \Omega$	$R2 = 0.67 \Omega$	$t2 = 0.3s$
$X3 = 140\% X_{BT (HAP-EHP)} = 0.89 \Omega$	$R3 = 0.78 \Omega$	$t3 = 1.5s$
$X4 = 40\% X_{BT (HAP-EHP)} = 0.26 \Omega$	$R4 = 0.22 \Omega$	$t4 = 3s$
$RR1 = RR2 = RR3 = 15.10 \Omega$	pour les défauts biphasés $R_{arc} = 80 \Omega$	
$RRE1 = RRE2 = RRE3 = 18.73 \Omega$	pour les défauts monophasés $R_{arc} = 100 \Omega$	

➤ La méthode de calcul et réglages de la protection distance 7SA513 voir **(ANNEXE A)**

C) Programmation de la protection différentielle PP1 REL 316*4 : [28]

Le paramétrage et la communication avec la protection PP1 ABB REL 316*4 sont à travers le logiciel, sélecteur /316 de ABB.

D) Programmation de la protection de distance PP2 7SA 513 : [31] [32]

Pour pouvoir paramétrer et communiquer avec la protection PP2 Siemens 7SA513, on utilise le logiciel DIGSI 4.7 de SIEMENS qu'y est un outil graphique pour gérer des composantes au sein des systèmes de protection SIEMENS.

E) Exploitation des données « SIGRA »:[32]

Le programme d'application SIGRA 4 (logiciel d'exploitation d'enregistrement de défauts) nous assiste pour exploiter les données sous forme graphique enregistrées pendant le défaut (dysfonctionnement) et, sur la base des valeurs de mesure, calcule d'autres valeurs complémentaires, par exemple les impédances, les puissances et les valeurs effectives qui facilitent l'exploitation de l'enregistrement de défauts.

On peut choisir les grandeurs librement sur les diagrammes des affichages

- Signaux de temps
- Images de pointeur
- Harmoniques
- Tableaux.
- Diagramme vectoriel

3.4. Caisse d'injection numérique type CMC 356 OMICRON [32] :

3.4.1. Matériels utilisés

Les simulations sont faites à l'aide (Fig 3.10):

- La caisse d'injection numérique CMC356 (constructeur OMICRON).
- Microordinateur (PC).
- protections de distance numérique Siemens 7SA513.

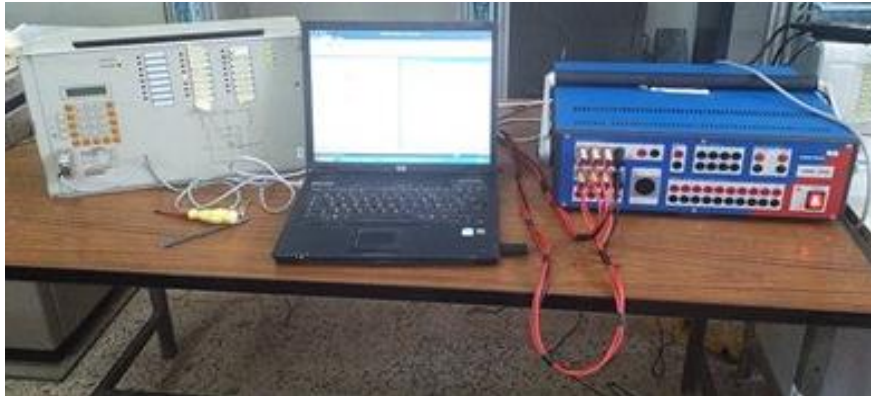


Figure3.10: Matériels utilisés

Le CMC 356 est un appareil de test piloté par un microordinateur et prévu pour le test des :

- Relais de protection.
- Transformateurs.
- Compteurs.

Outre les fonctions de test, des fonctions de mesure de haute performance pour dix entrées analogiques [0Hz (CC).....10kHz] sont offertes en option.

Le CMC 356 fait partie de [OMICRON Test Universe], qui comporte également un microordinateur personnel, les logiciels de test et, s'il faut, des amplificateurs externes.

Le CMC 356 offre une flexibilité et une adaptabilité totales pour les diverses applications de tests.

3.4.2. Composants du système :

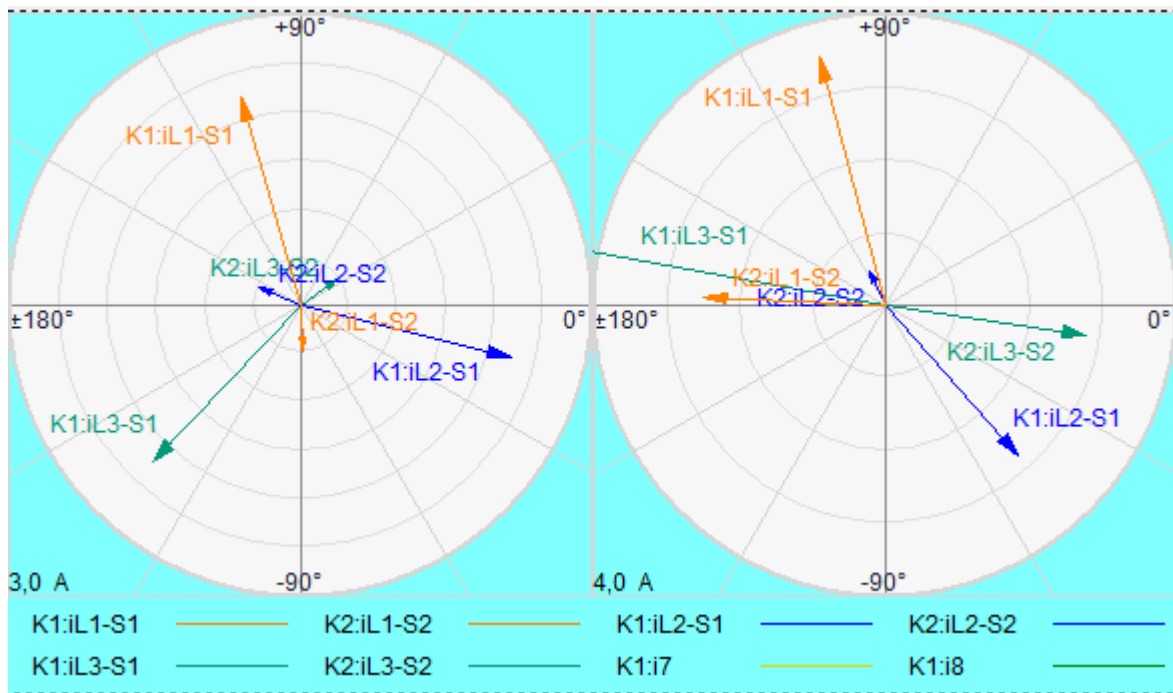
- CMC 356 avec câble d'alimentation (secteur).
- câble de raccordement CMC 356 avec PC (fourni).
- câble de raccordement CMC 356 avec l'équipement à tester.

3.5. Simulation dès l'essai :

3.5.1. Simulation N°1 de la protection différentielle REL 316*4 :

3.5.1.1. Défaut interne de la zone de protection :

A) Diagramme vectorielle :



a). Avant le défaut

b) après le défaut

Figure.3.11: diagramme vectoriel

Avant le défaut (Fig.3.11.a) : les courants de ligne sont en opposition de phase.

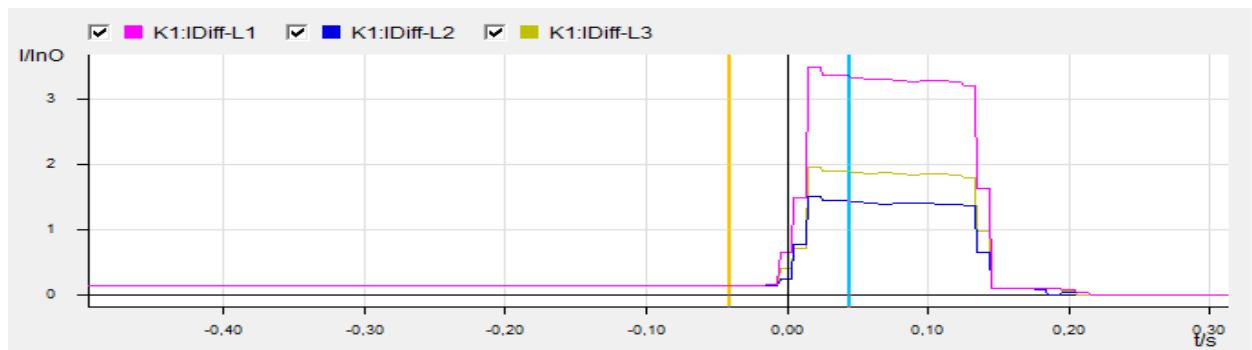
Après le défaut (Fig.3.11.b) : On remarque que le courant le changement dans la valeur des courants et un changement dans l'orientation des phases 1 et 2. Ce changement indique qu'il ya inversion dans le sens de transit, une fois le réglage I_{diff} est atteint la protection émet un ordre de déclenchement.



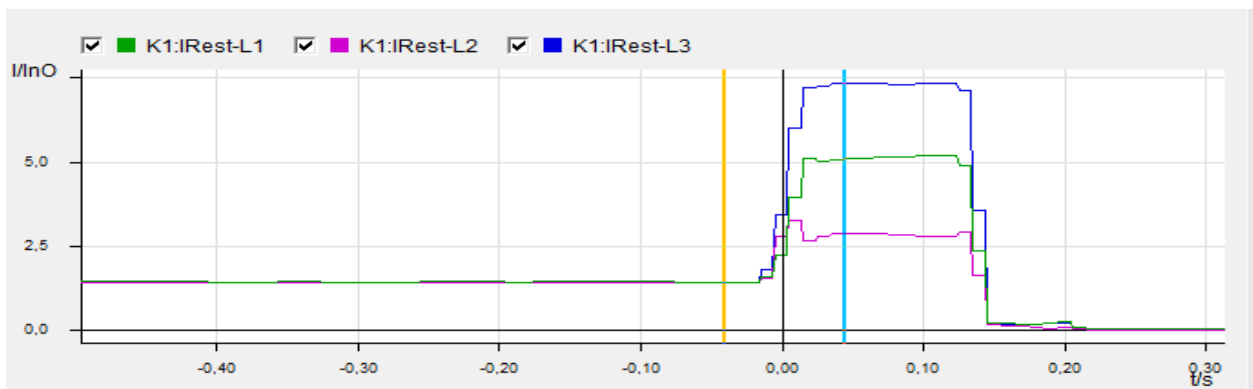
a) Les courants des trois phases de câble poste A (S1).



b) Les courants des trois phases de câble poste B (S2).



b) Les trois courants différentielles



b) Les trois courantes stabilisations

Figure 3.12 : Perturbographie de la protection différentielle REL316*4

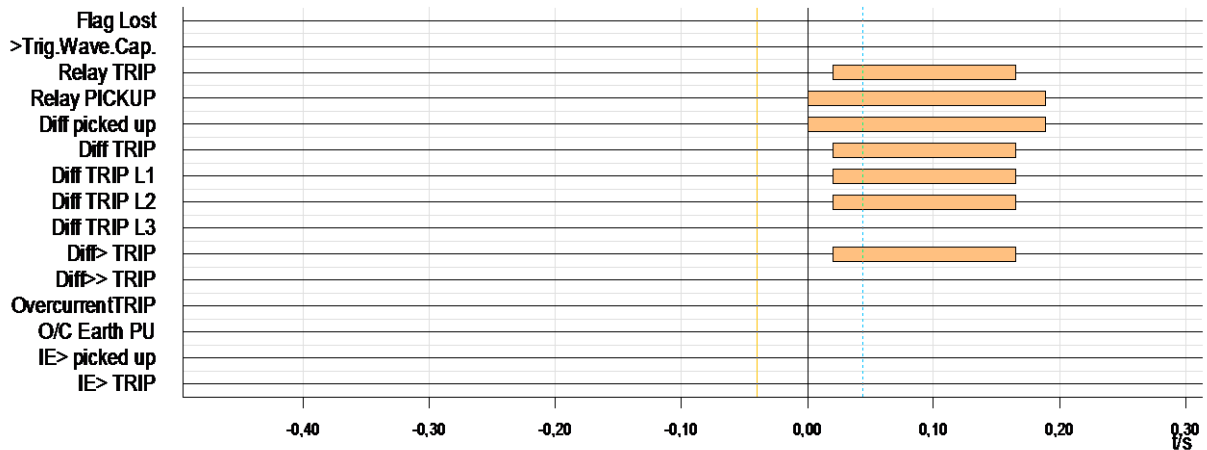


Figure.3.13 : Les Tops logiques de la protection différentielle REL 316*4

+ Commentaires

a) Perturbographie :

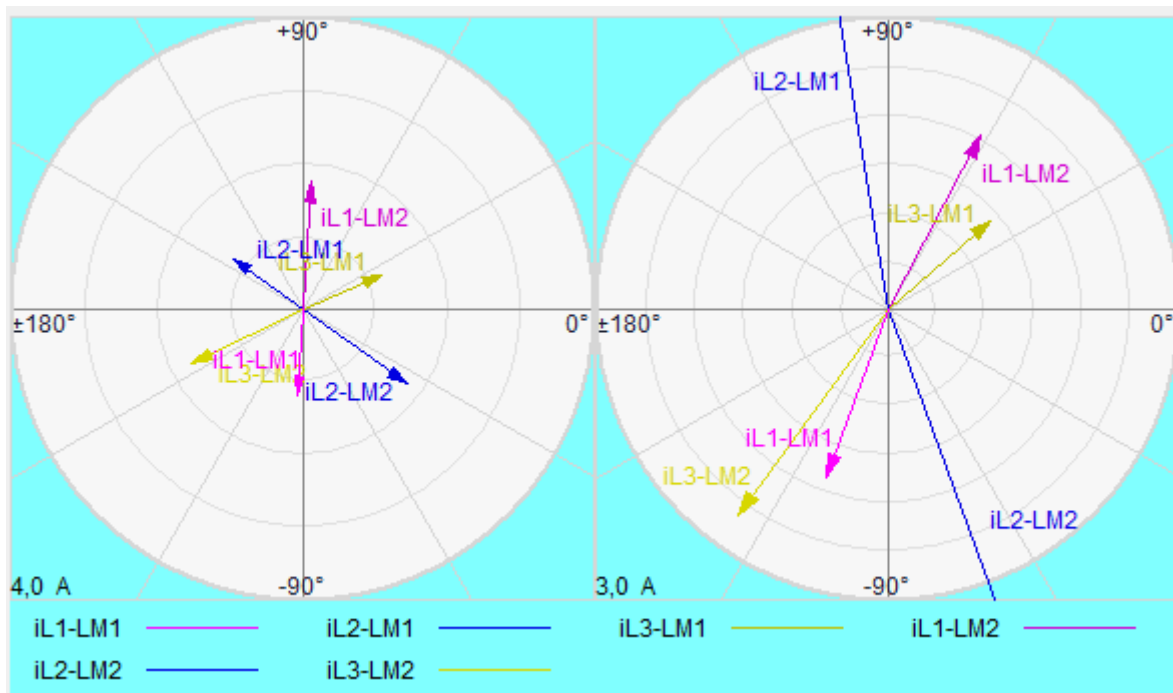
- Apparition du courant de défaut dans la phase 1 du PP1 de poste A (Fig3.12.a)
- Apparition du courant de défaut dans les phases 2 et 3 du PP1 de poste B (Fig. 3.12.b)

b) Tops logiques (Fig. 3.13):

- Démarrage du relais.
- Démarrage de la fonction différentielle.
- Démarrage des phases L1 et L2.
- Déclenchement triphasé de relais après 0.02S.
- Déclenchement triphasé de la fonction différentielle 0.02S.

3.5.1.2 Défaut externe de la zone de protection :

B) Diagramme vectorielle :



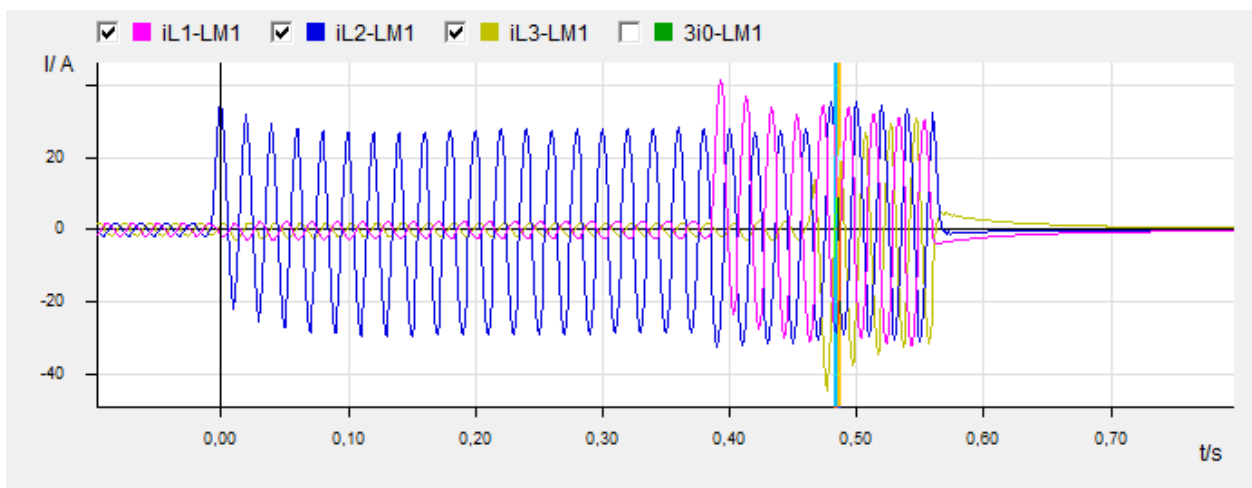
a).Avant le défaut

b) après le défaut

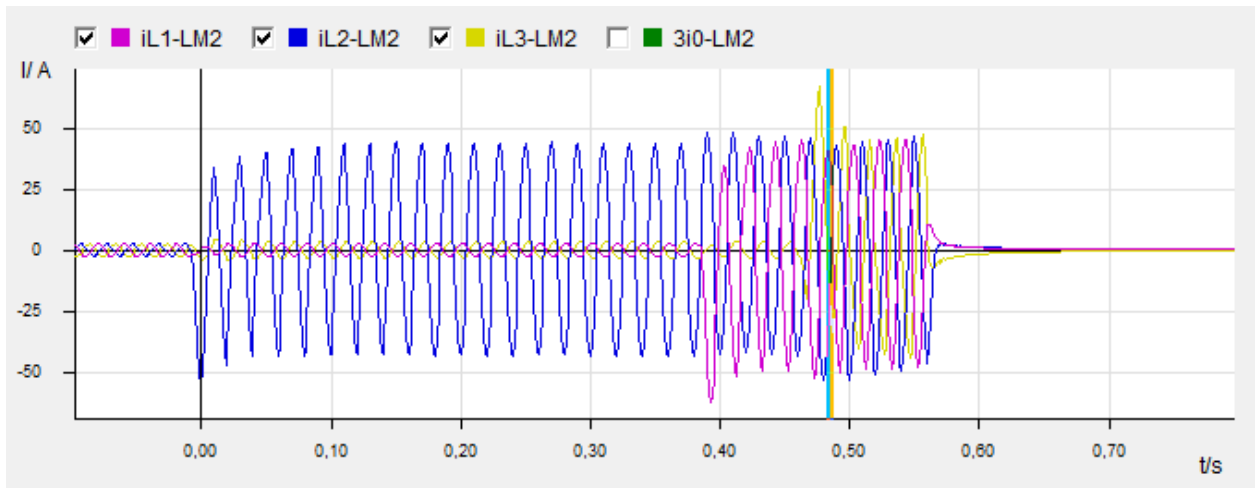
Figure 3.14: diagramme vectoriel

Avant le défaut (Fig3.14.a) : les courants de ligne sont en opposition de phase.

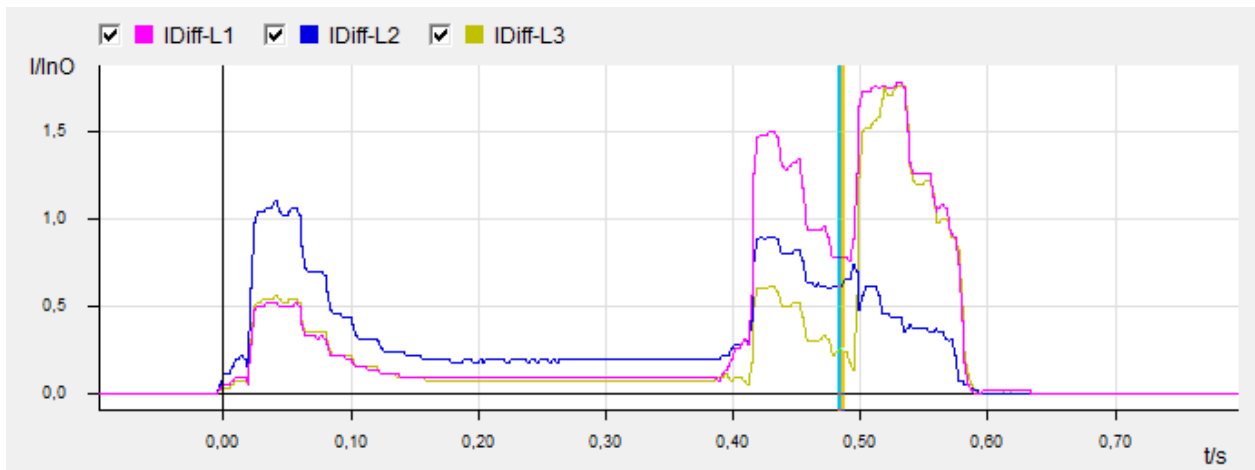
Après le défaut (Fig3.14.b) : On remarque que les courants ont augmenté mais ont gardé le même déphasage ou même orientation (direction). Il existe un défaut externe, la protection se bloque et ne déclenche pas.



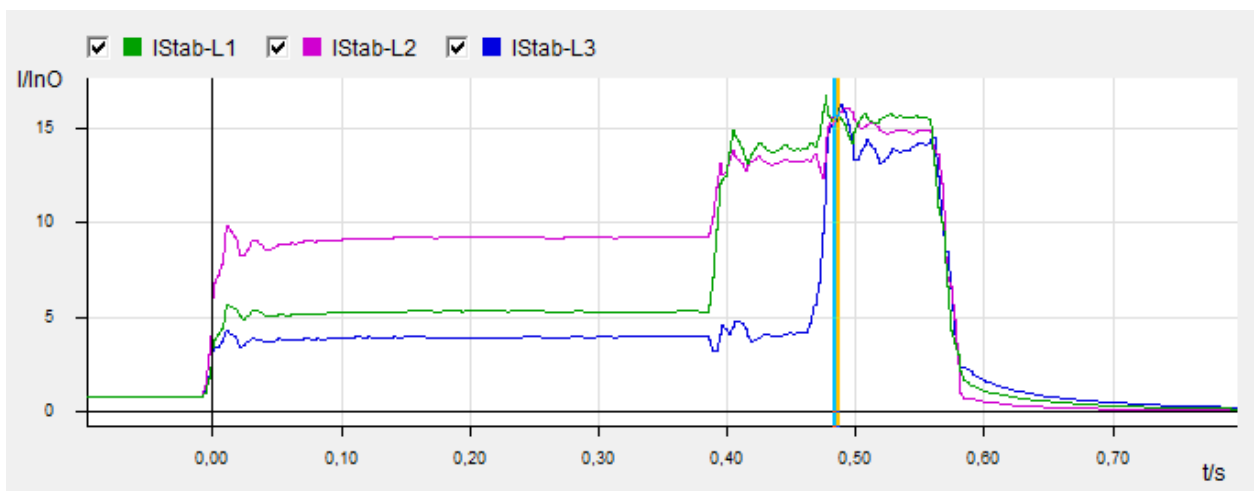
a) Les courants des trois phases de câble poste A (M1).



b) Les courants des trois phases de câble poste B (M2).



c) Les trois courants différentielles



d) Les trois courantes stabilisations

Figure 3.15 : Perturbographie de la protection différentielle REL316*4

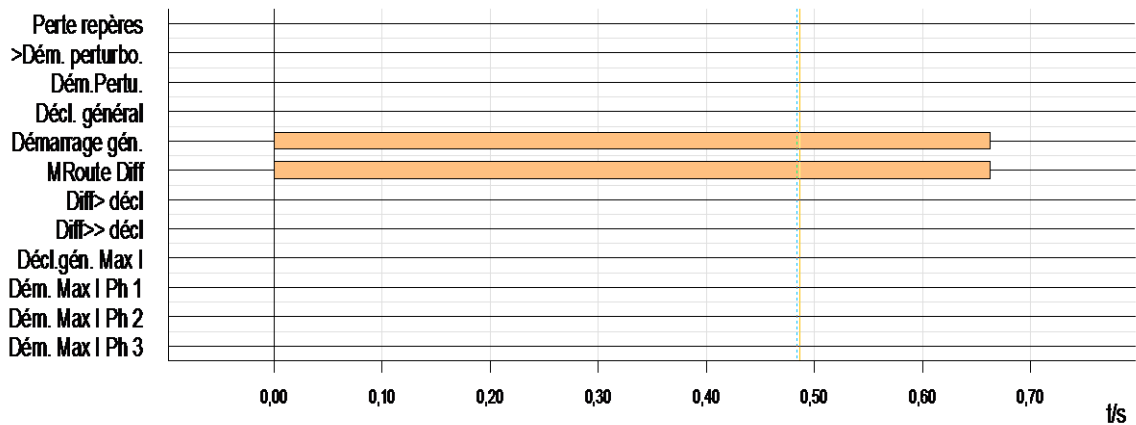


Figure 3.16 : Les Tops logiques de la protection différentielle REL 316*4

Commentaires

a) Perturbographie :

- Apparition du courant de défaut dans la phase L2 après dans l'autre phase L1 et L3 dans les deux protections dans les poste A et B (Fig.3.15.a.b)

b) Tops logiques (Fig. 3.16):

- Démarrage du relais.
- Démarrage de la fonction différentielle.

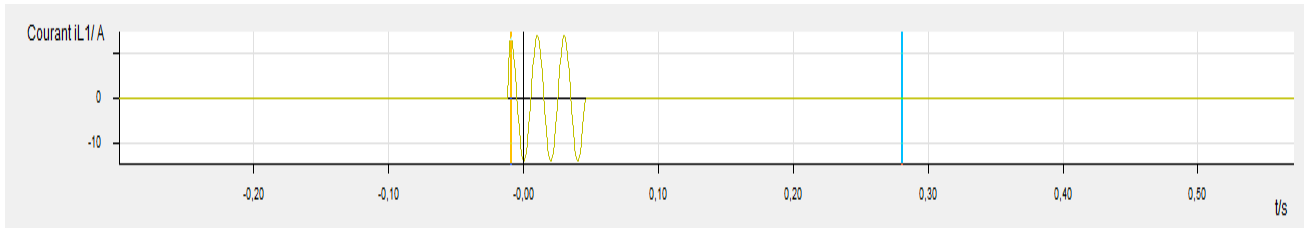
3.5.2. Simulation N°2 de la protection distance 7SA513 :

3.5.2.1 .La zone 1 :

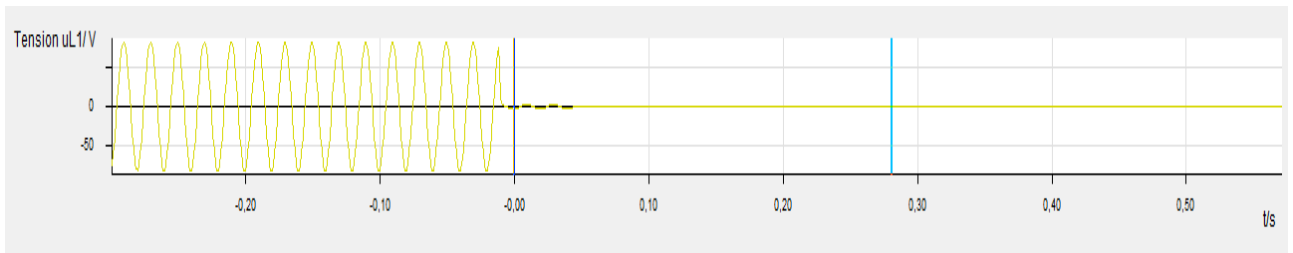
On injecte un défaut phase à la terre sur la phase L1 dans la Zone 1 ; Puis on injecte un défaut biphasé sur la même zone.

➤ 1^{er} cas défaut phase à la terre :

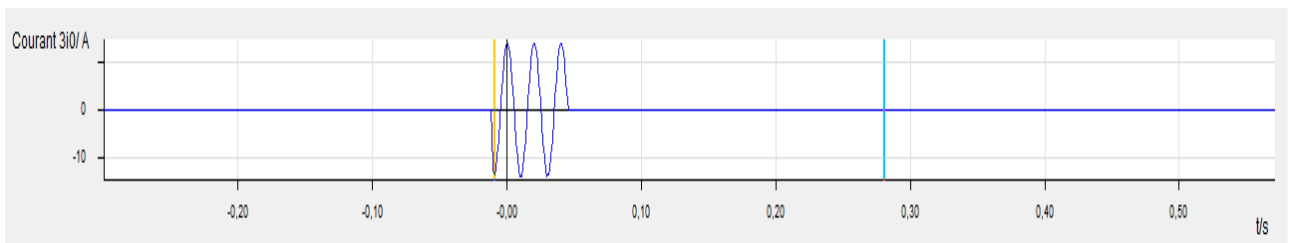
Les courbes obtenues sont les suivantes :



(a)



(b)



(c)

Figure.3.17 : Perturbographie de PP2 '7SA513', (a) courant de la phase L1 pendant le défaut, (b) courant du neutre, (c) tension de la phase L1

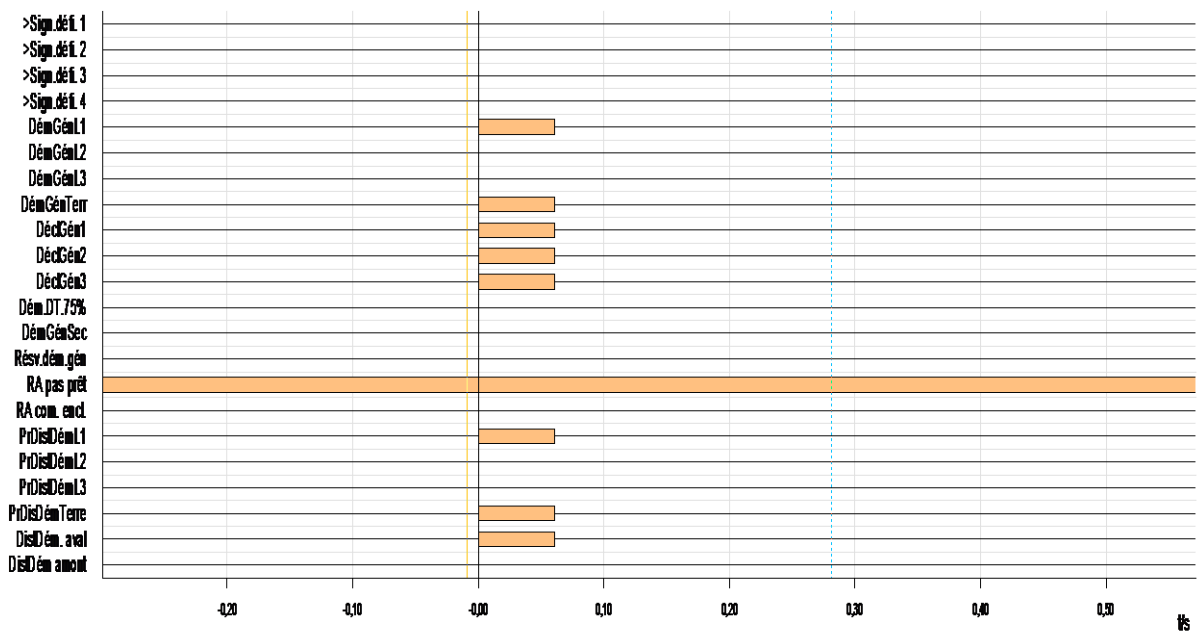


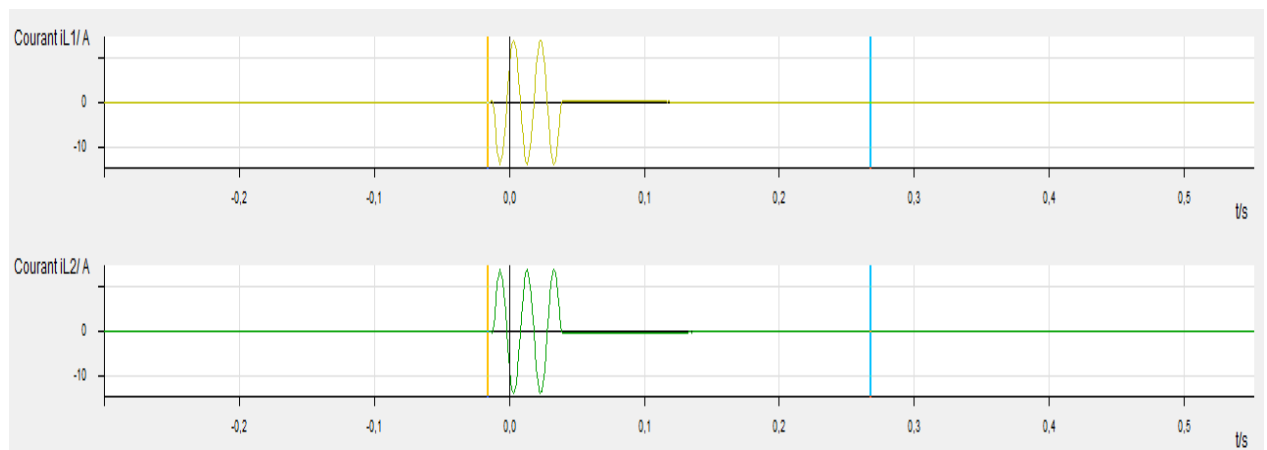
Figure 3.18 : Les Tops logiques de la protection distance 7SA513

 **Commentaires****a) Perturbographie :**

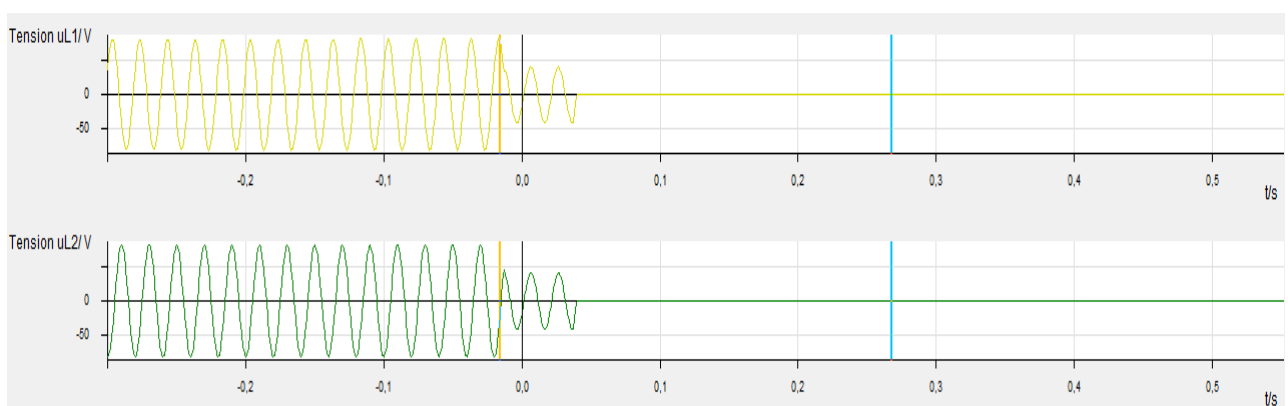
- Apparition du courant de défaut monophasé à la terre (L1-terre). (Fig.3.17.a)
- Chute de tension U0 dans la phase L1. (Fig.3.17.c)

b) Tops logiques (Fig. 3.18):

- Démarrage instantané de la protection distance aval.
- Démarrage instantané de L1 et de terre.
- Protection de distance démarrage de la phase L1
- Déclenchement générale des phases L1, L2 et L3 après 0s

2^{eme} cas défaut biphasé

(a)



(b)

Figure 3.19 : Perturbographie de PP2 '7SA513', (a) les deux courants de phases L1 et L2 pendant le défaut, (b) Les deux tensions des phases L1 et L2

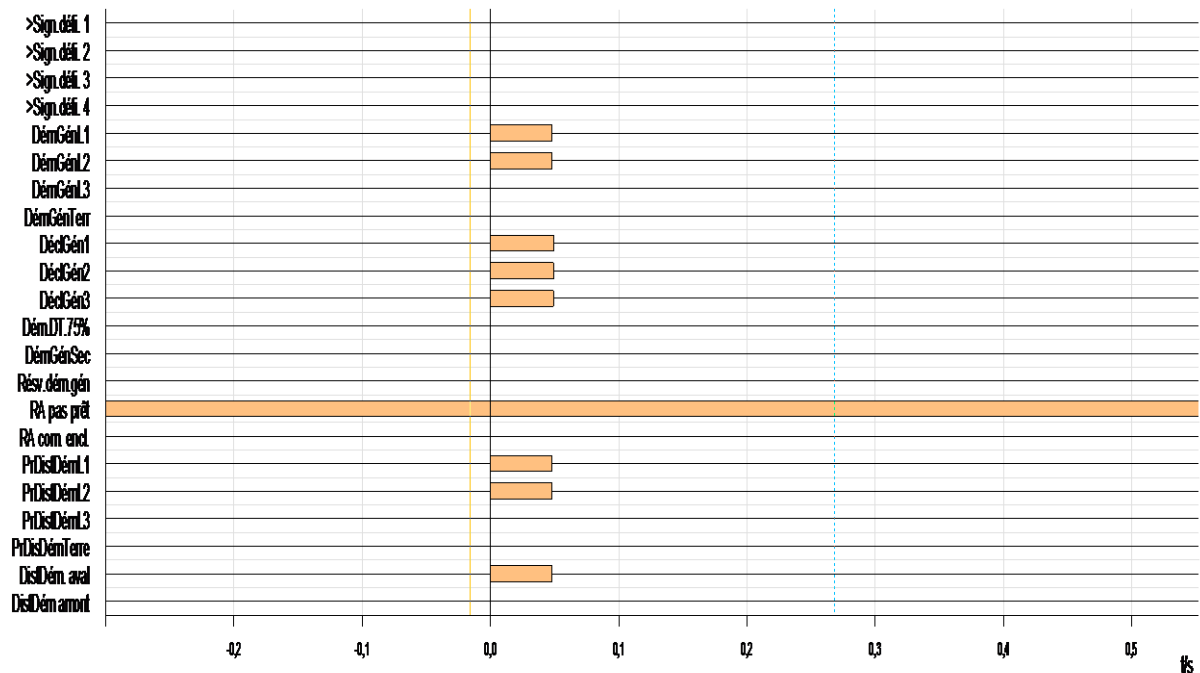


Figure.3.20 : Les Tops logiques de la protection distance 7SA513

Commentaire

a) Perturbographie

- Apparition du courant de défaut biphasé L1-L2 (Fig. 3.19.a).
- Ecrasement des tensions de deux phases L1 et L2 (Fig3.19.c).

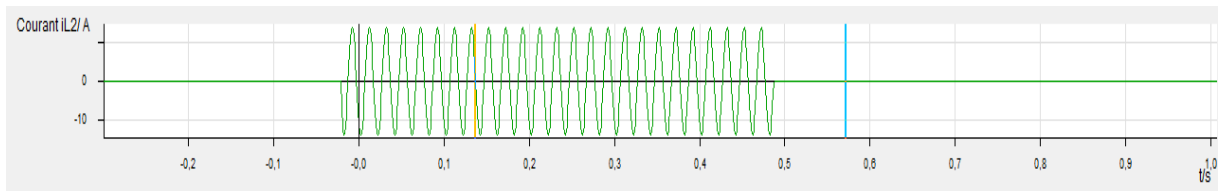
b) Tops logiques (Fig.3.20)

- Démarrage instantané de la protection distance aval.
- Protection de distance démarrage L1 et L2.
- Démarrage général de la phase L1 et L2.
- Déclenchement générale des phase L1,L2 et L3 après 0 s.

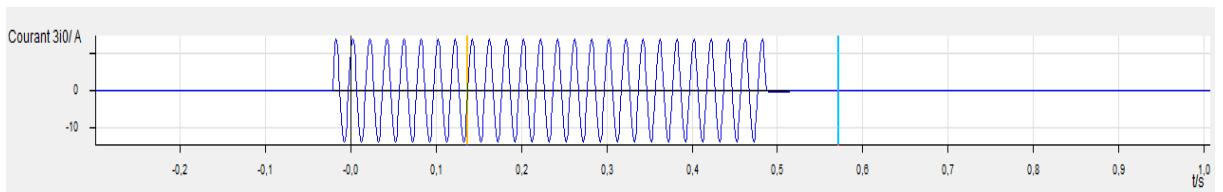
3.5.2.2.La zone 2 :

On injecte un défaut phase à la terre sur la phase L2 en Zone 2 ; Puis on injecte un défaut triphasé sur le même zone.

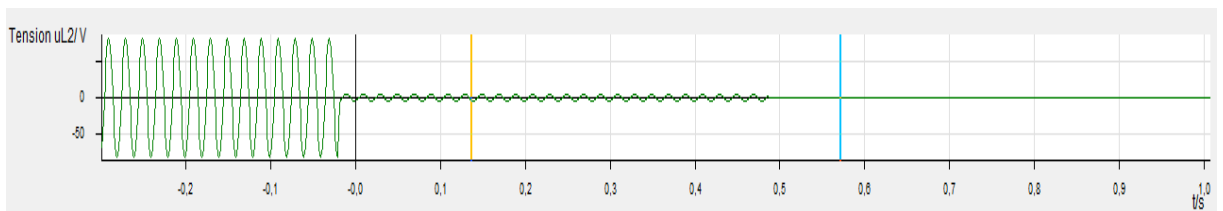
1^{er} cas défaut phase à la terre :



(a)



(b)



(c)

Figure.3.21: Perturbographie de PP2 '7SA513', (a) courant de la phase L2 pendant le défaut, (b) courant du neutre, (c) tension de la phase L2

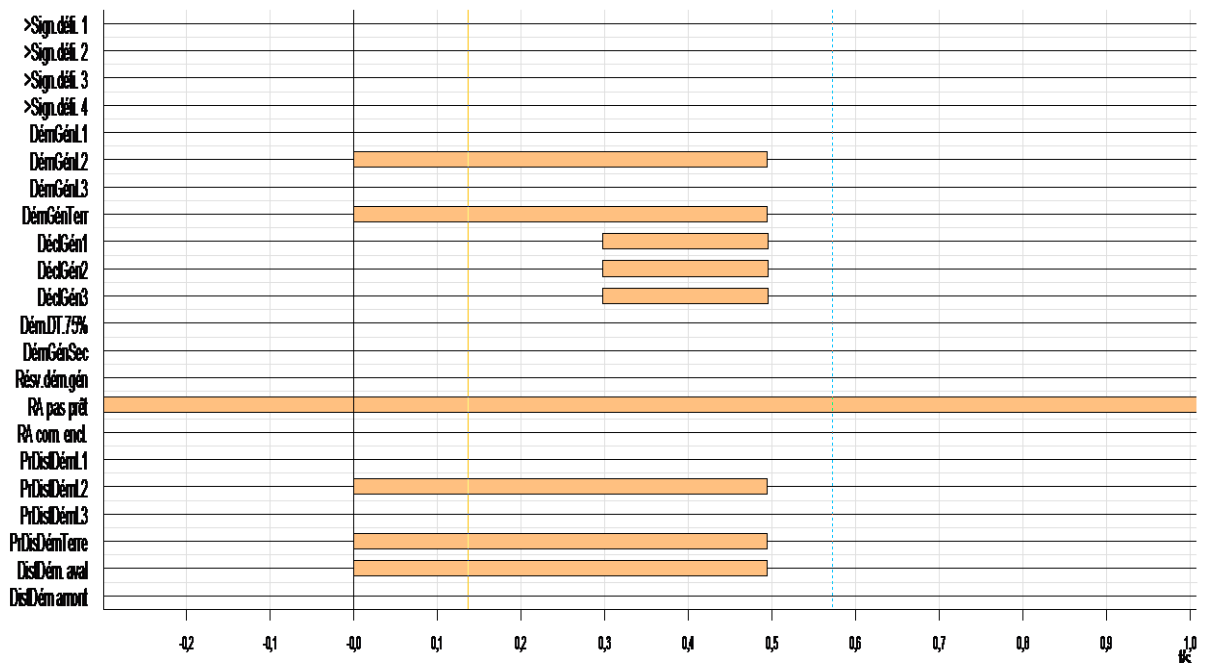


Figure.3.22 : Les Tops logiques de la protection distance 7SA513

Commentaire

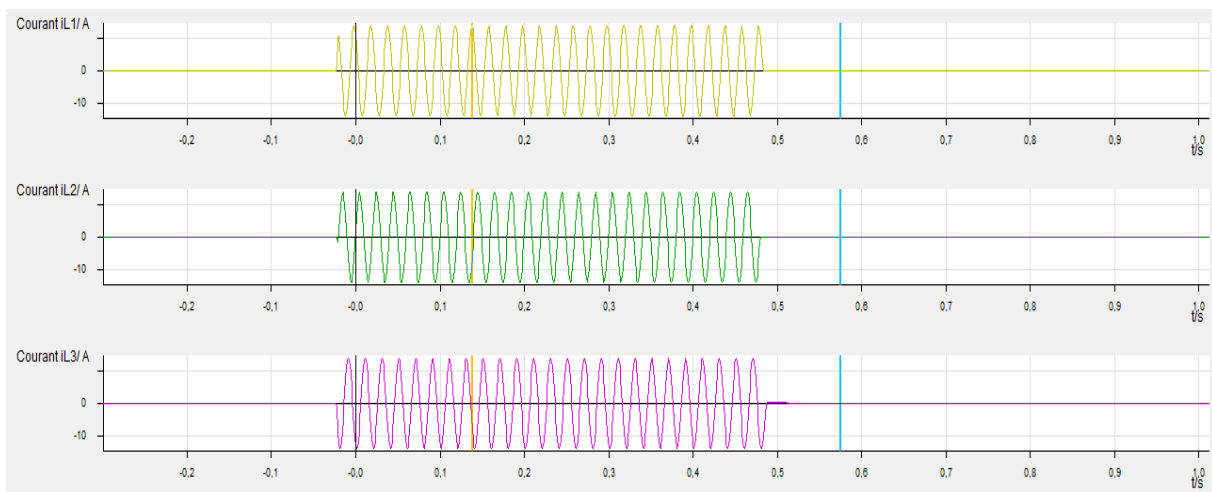
a) Perturbographie

- Apparition du courant de défaut monophasé à la terre (L2-terre). (Fig.3.21.a)
- Chute de tension U0 dans la phase L2. (Fig. 3.21.c)

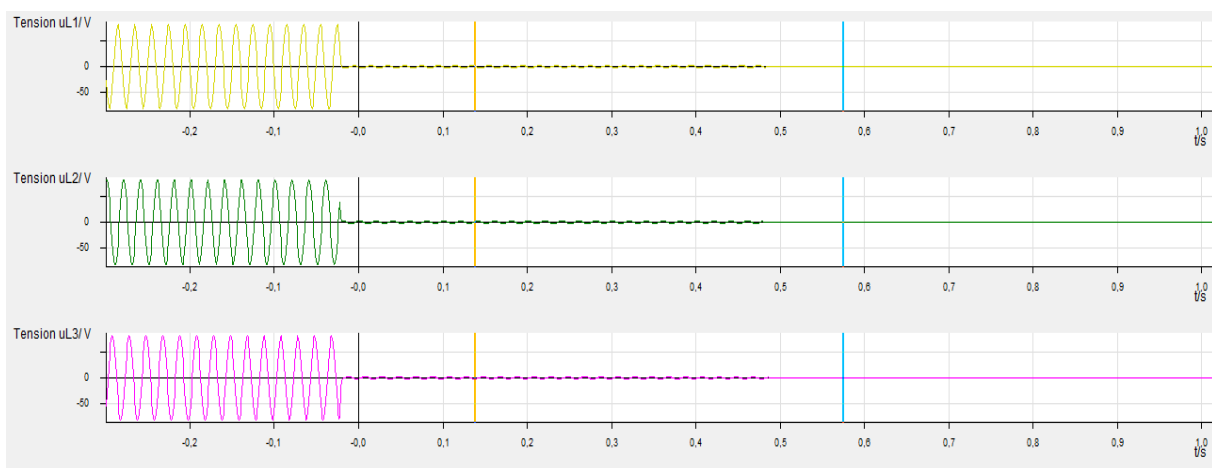
b) Tops logiques (Fig.3.22)

- Démarrage instantané de la protection distance aval.
- Démarrage instantané de L2 et de terre.
- Protection de distance démarrage L2.
- Déclenchement générale des phases L1,L2 et L3 après 0.3s.

2^{eme} cas défaut triphasé :



(a)



(b)

Figure.3.23 : Perturbographie de PP2 '7SA513', (a) les trois courants de phases L1 ,L2 et L3 pendant le défaut, (b) Les trois tensions des phases L1 , L2 et L3

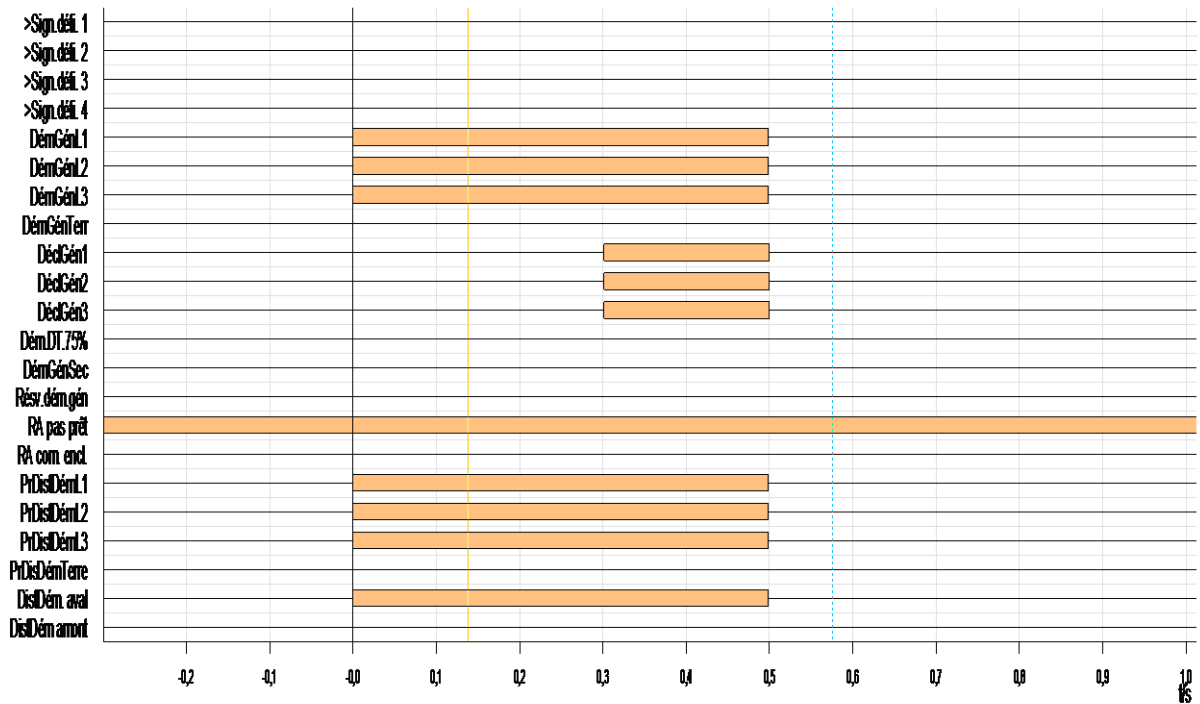


Figure.3.24 : Les Tops logiques de la protection distance 7SA513

Commentaire

a) Perturbographie

- Apparition des courants de défaut triphasé L1-L2-L3 (Fig. 3.23.a).
- Ecrasement des tensions de trois phases L1, L2 et L3 (Fig. 3.23 .c)

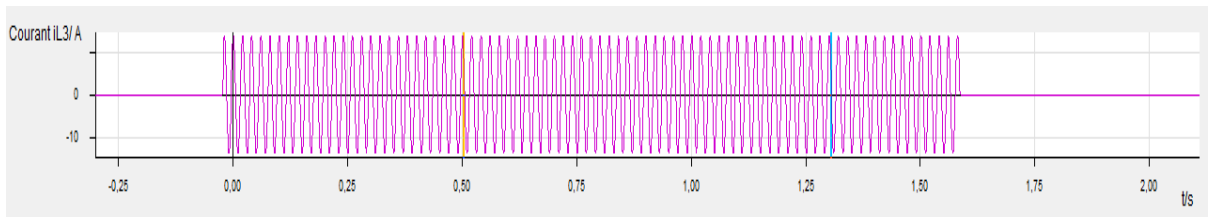
b) Tops logiques (Fig. 3. 24)

- Démarrage instantané de la protection distance aval.
- Protection de distance démarrage des phases L1, L2 et L3.
- Démarrage général des phases L1, L2 et L3.
- Déclenchement générale des phases L1, L2 et L3 après 0.3s.

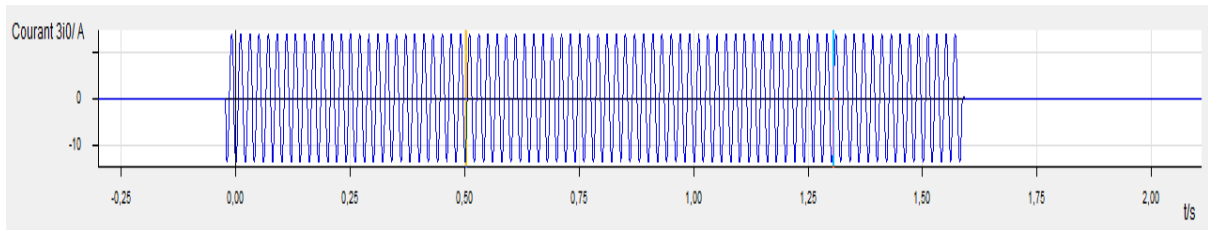
3.5.2.3. La zone 3 :

On injecte un défaut phase à la terre sur la phase L3 en Zone 3 ; Puis on injecte un défaut biphasé sur la même zone.

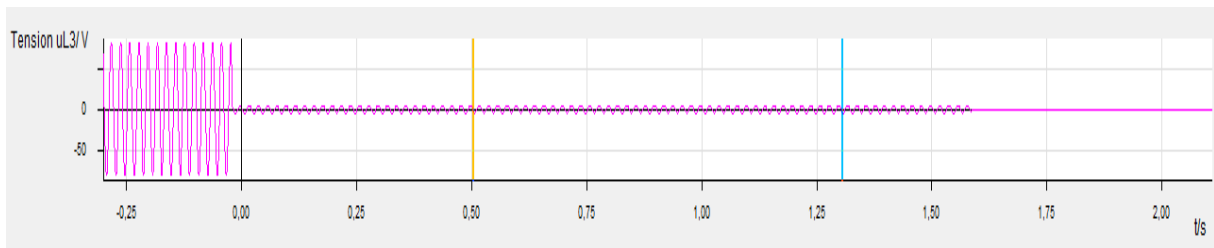
1^{er} cas défaut phase à la terre :



(a)



(b)



(c)

Figure 3.25 : Perturbographie de PP2 '7SA513', (a) courant de la phase L3 pendant le défaut, (b) courant du neutre, (c) tension de la phase L3

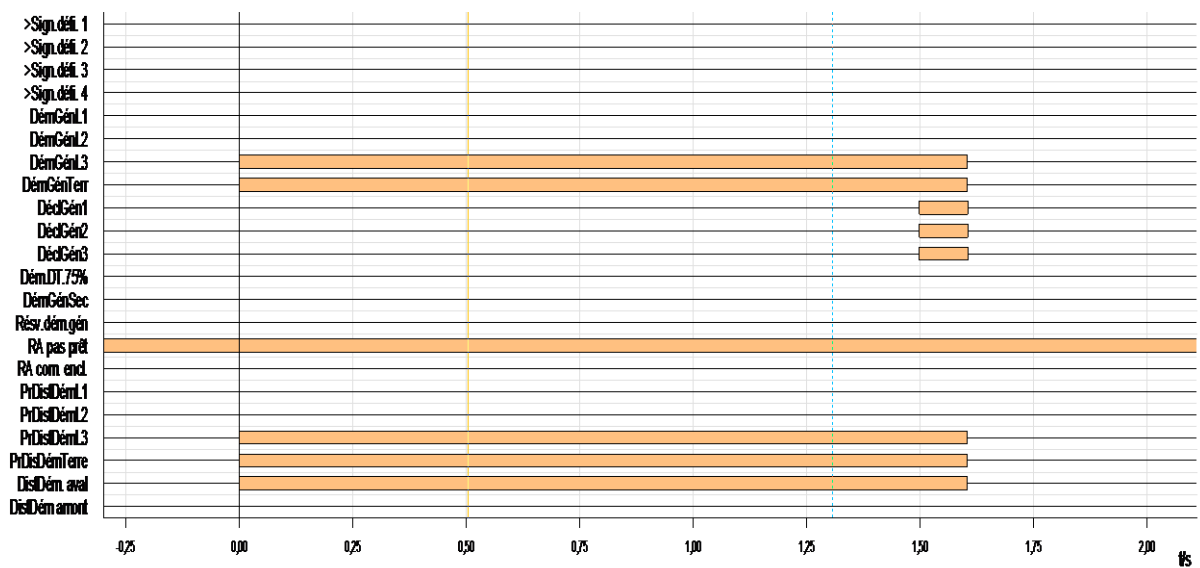


Figure.3.26 : Les Tops logiques de la protection distance 7SA513

Commentaire

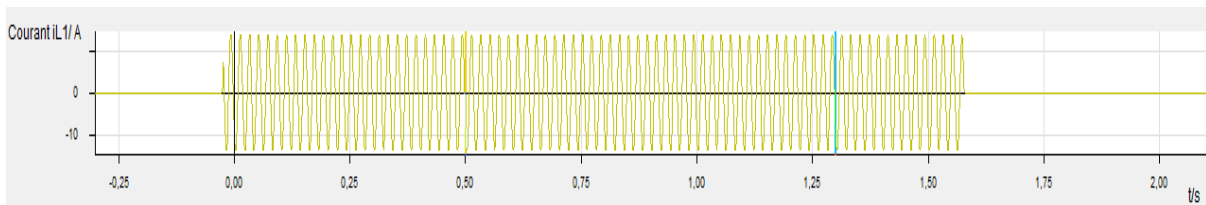
a) Perturbographie

- Apparition du courant de défaut monophasé à la terre (L3-terre). (Figure3.25.a)
- Chute de tension U0 dans la phase L3. (Figure 3.25.c)

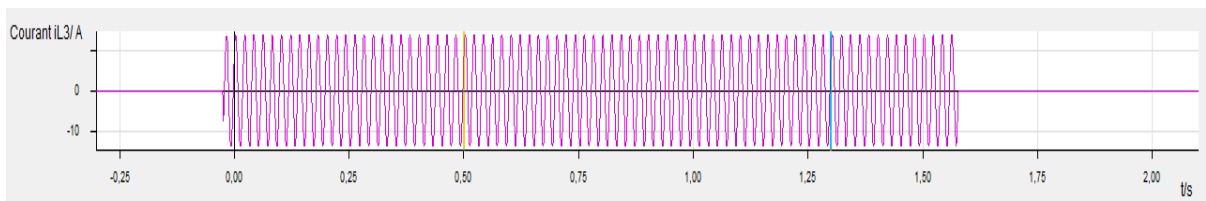
b) Tops logiques (Fig.3.26)

- Démarrage instantané de la protection distance aval.
- Démarrage instantané de la phase L3 et de terre.
- Protection de distance démarrage la phase L3.
- Déclenchement générale des phase L1, L2 et L3 après 1.5s.

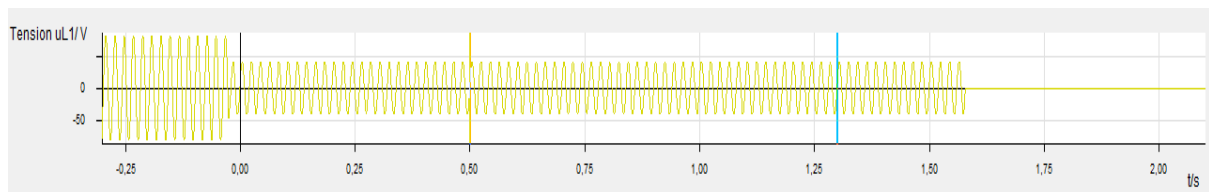
2^{eme} cas défaut triphasé :



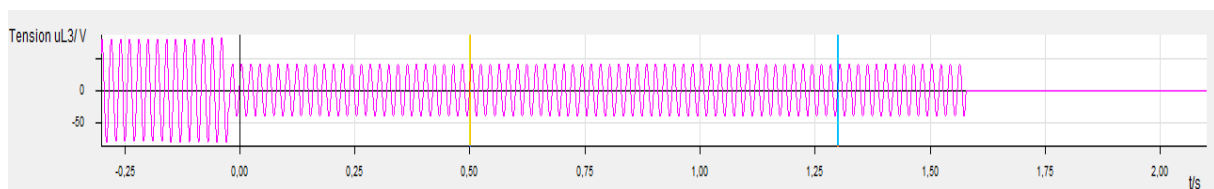
(a)



(b)



(c)



(d)

Figure.3.27 : Perturbographie de PP2 '7SA513', (a) courants de la phase L1 pendant le défaut , (b) courant de la phase L3 pendant le défaut, (c) tensions de la phase L1, (d) tension de la phase L3.

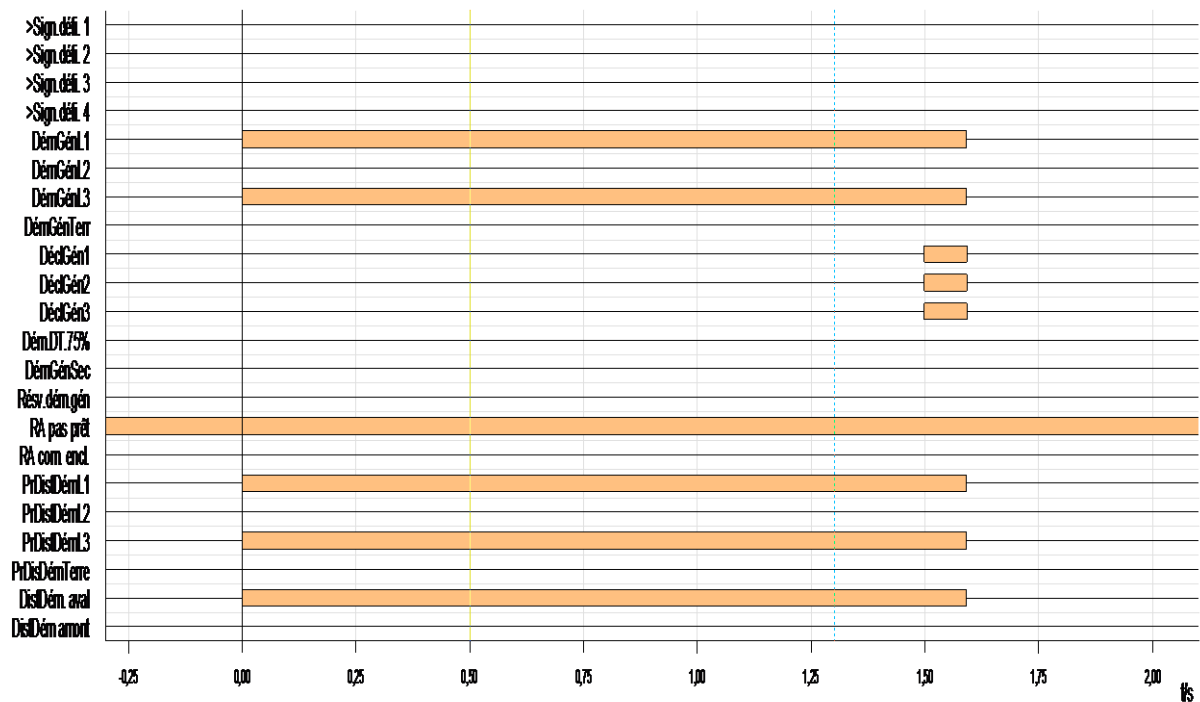


Figure.3.28 : Les Tops logiques de la protection distance 7SA513

Commentaires

a) Perturbographie

- Apparition du courant de défaut biphasé L1-L3 (Fig. 3.27.a).
- Ecrasement des tensions de deux phases L1 et L3 (Fig.3.27.c)

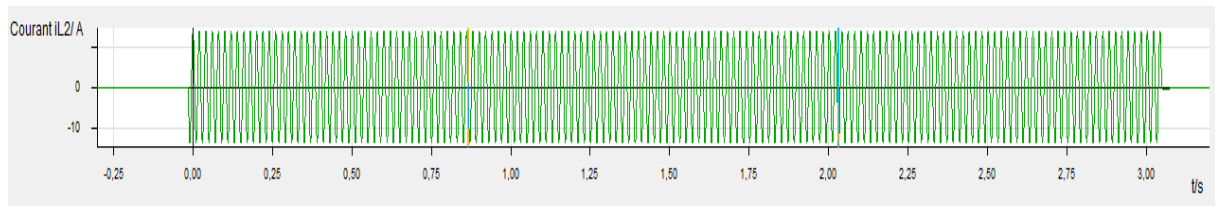
b) Tops logiques (Fig 3. 28)

- Démarrage instantané de la protection distance aval.
- Protection distance démarrage de la phase L1et L3.
- Démarrage général de protection de la phase L1et L3.
- Déclenchement générale des phases L1.L2, L3 après 1.5s

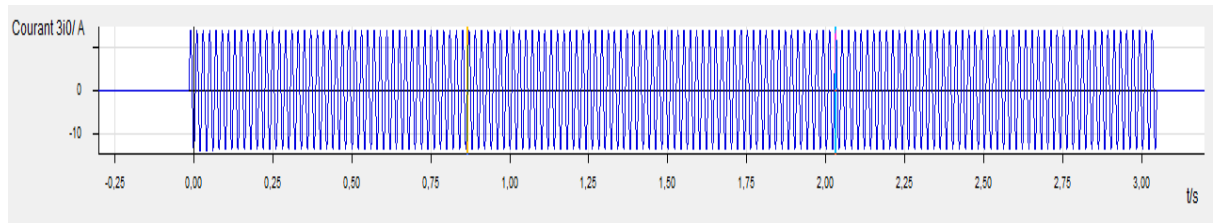
3.5.2.4 La zone 4 :

On injecte un défaut phase à la terre sur la phase L2 en Zone 4 ; Puis on injecte un défaut biphasé sur la même zone.

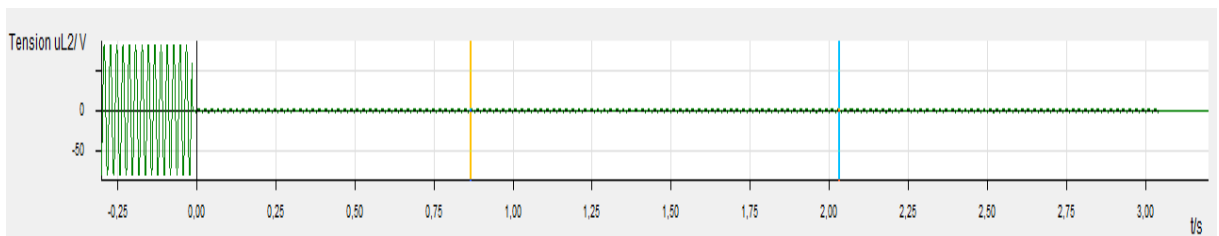
1^{er} cas défaut phase à la terre :



(a)



(b)



(c)

Figure 3.29 : Perturbographie de PP2 '7SA513', (a) courant de la phase L2 pendant le défaut, (b) courant du neutre, (c) tension de la phase L2

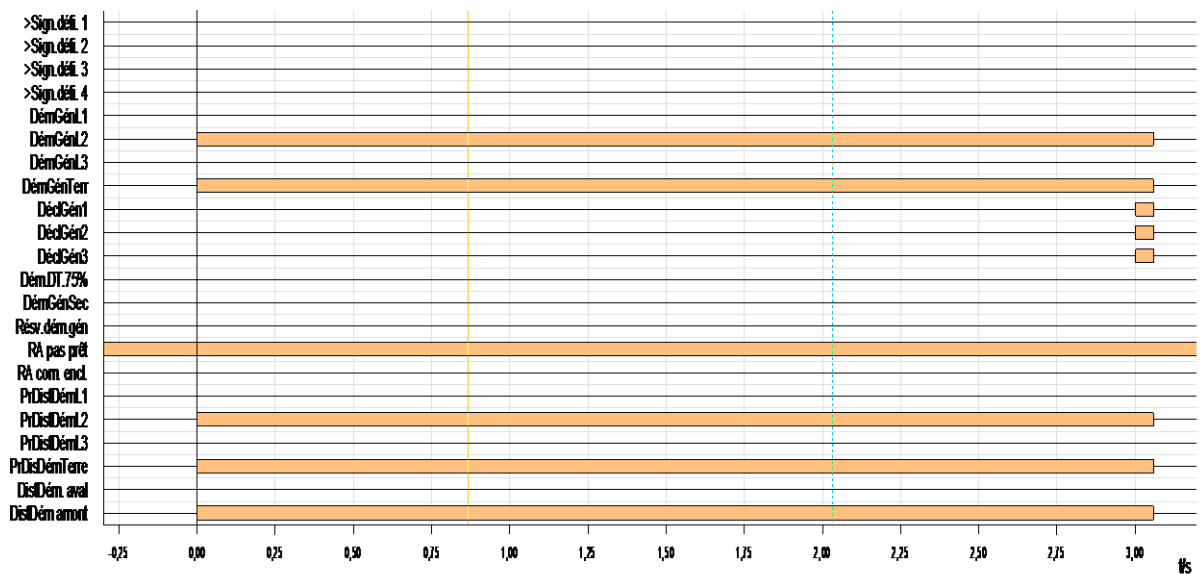


Figure.3.30 : Les Tops logiques de la protection distance 7SA513

Commentaires

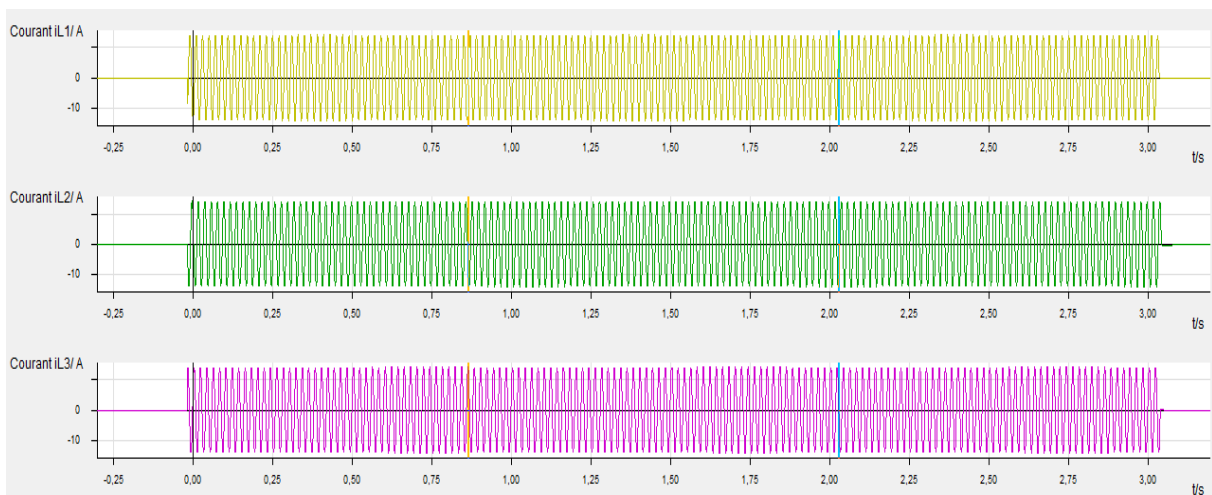
a) Perturbographie

- Apparition du courant de défaut monophasé à la terre (L2-terre). (Fig.3.29.a)
- Chute de tension U0 dans la phase L2. (Figure 3.29.c)

b) Tops logiques (Fig 3.30)

- Démarrage instantané de la protection distance amont.
- Démarrage instantané de la phase L3 et de terre.
- Protection de distance démarrage la phase L2.
- Déclenchement générale des phases L1, L2 et L3 après 3s.

2^{eme} cas défaut triphasé :



(a)



(b)

Figure 3.31 : Perturbographie de PP2 '7SA513', (a) les trois courants de phases L1 , L2 et L3 pendant le défaut, (b) Les trois tensions des phases L1 , L2 et L3

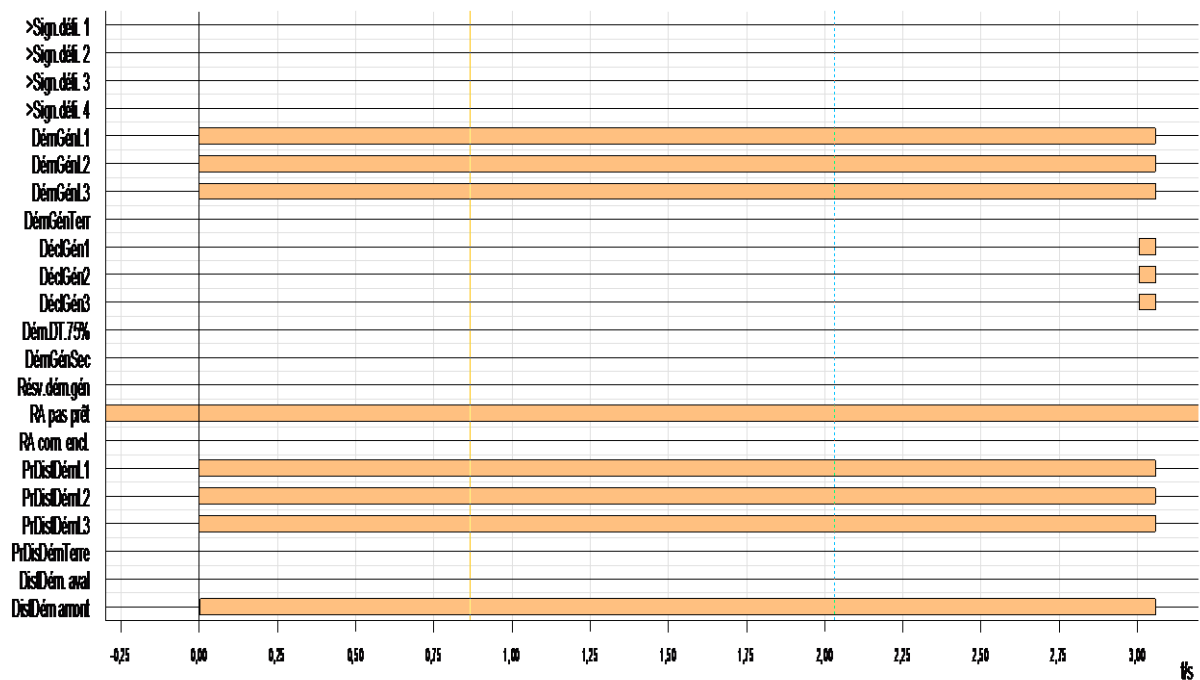


Figure.3.32 : Les Tops logiques de la protection distance 7SA513

Commentaire

a) Perturbographie

- Apparition des courants de défaut triphasé L1-L2-L3 (Fig 3.31.a).
- Ecrasement des tensions de trois phases L1, L2 et L3 (Fig 3.31.c)

b) Tops logiques (Fig 3.32)

- Démarrage instantané de la protection distance amont.
- Protection de distance démarrage de la phase L1, L2 et L3.
- Démarrage général des phases L1, L2 et L3.
- Déclenchement générale des phases L1, L2 et L3 après 0.3s.

NB : la lise de Le déroulement de l'événement tous les cas des défauts de la protection distance. (voir ANNAXE B).

3.6. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats obtenus par les essais des réglages injecté dans les protections différentielle et distance du câbles HTB HAMMA-EL HARRACHE au poste Hamma.

Etant donné le coût des câbles souterrains et les désagréments que peut causer un défaut sur le câble en matière de recherche de défaut et d'indisponibilité, la protection différentielle est le mieux adapté pour ce type de ligne. La protection différentielle est rapide et sélective par rapport à la protection distance, elle couvre 100% de la ligne et ne laisse pas de doute sur l'emplacement du défaut alors que la protection de distance ne couvre que 80% de la ligne en 1^{er} stade, et peut déclencher pour un défaut externe qui se trouve dans les 120% de la ligne.

4.1. Introduction :

Ce chapitre traite la modélisation et la simulation des protections des câbles de transport électrique on utilisant un logiciel de simulation appelée PSCAD/EMTDC (Power Systems Computer Aided Design/Electromagnetic Transient and DC).

Pour cela, deux types de protection ont été traités : la première est la protection de distance, et la deuxième concerne la protection différentielle. Des simulations des différents types des défauts : monophasé et biphasé ont été élaborées, et les résultats des simulations vont être comparés avec les études théoriques.

4.2. Présentation du logiciel PSCAD :

Le logiciel PSCAD permet à l'utilisateur de construire des circuits et schémas électrique, d'exécuter des simulations, d'analyser des résultats et de gérer des données dans un environnement graphique complètement intégré. Les Fonctions de traçage en ligne et les contrôles sont également incluses, de tel sort que l'utilisateur peut modifier les paramètres du système au cours d'une simulation et voir directement les résultats.[24][25].

Dans le PSCAD on trouve une bibliothèque complète des modèles des systèmes allant de simples éléments passifs et des fonctions de contrôle, des machines électriques et autres appareils complexes.

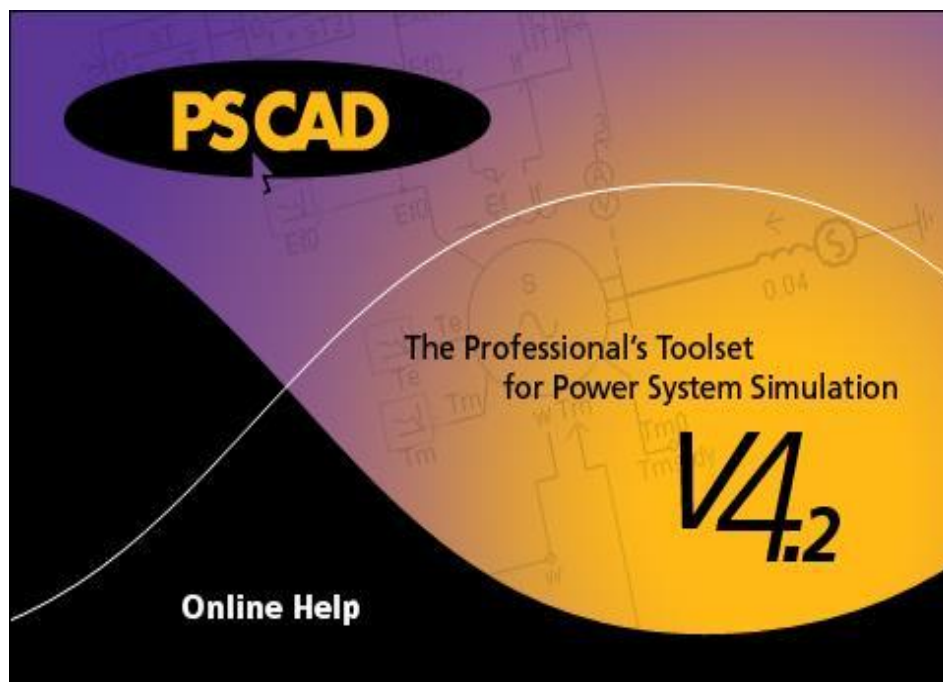


Figure 4.1 : Interface utilisateur PSCAD/EMTDC.

4.2.1. Les composants PSCAD utilisés:

Les composants utilisés doivent être mis en place complètement pour s'assurer que le relais de protection dans le système électrique fonctionne pendant le défaut et après le défaut. Ainsi, la compréhension de la caractéristique et les réglages est essentiel dans la construction de ce circuit de déclenchement automatique, dans PSCAD on trouve les composants suivant :

1. Source de Tension Triphasée.
2. Disjoncteur triphasé.
3. Ligne de Transport électrique.
4. Contrôleur de Défaut Triphasé.
5. Logique du temps de défaut.
6. Module de mesures.
7. Module FFT (Fast Fourier Transform).
8. Filtre de séquence.
9. Etape de traitement des signaux d'entrés.

Les caractéristiques de ces composants sont présentées en **Annexe C**.

4.3. Protection Différentielle câble :

Le principe de la protection différentielle câble consiste à calculer la différence entre les courants des extrémités de la zone à protéger (câble de transport à deux extrémités).

La protection différentielle doit fonctionner que pour le défaut interne, et elle doit être insensible pour les défauts en dehors de la zone de protection (Défauts externes).

La protection fonctionne lorsque le courant différentiel dépasse la valeur de seuil de réglage de I_{Diff} .

Pour les défauts externes, l'écart, le courant différentiel doit être égal à zéro, mais l'erreur provoquée par la saturation et TC et l'erreur de rapport de transformation conduit à une valeur non nulle. Pour éviter le mauvais fonctionnement le seuil de réglage de I_{Diff} augmentée à une valeur de 20% à 30%.

Pour le réglage de la protection dans le PSCAD, quatre (04) paramètres sont important à paramétrer dans le module de la protection différentielle (**Figure 4.3**) afin de réaliser la pente de caractéristique de la protection (**Figure 4.2**) :

I_{S1} : Le seuil de déclenchement du courant différentiel (I_{Diff});

K_1 : La 1er pente de la caractéristique de déclenchement en pourcentage ;

I_{S2} : Le seuil du courant stabilisant (I_{Bias});

K_2 : La 2ème pente de la caractéristique de déclenchement en pourcentage.

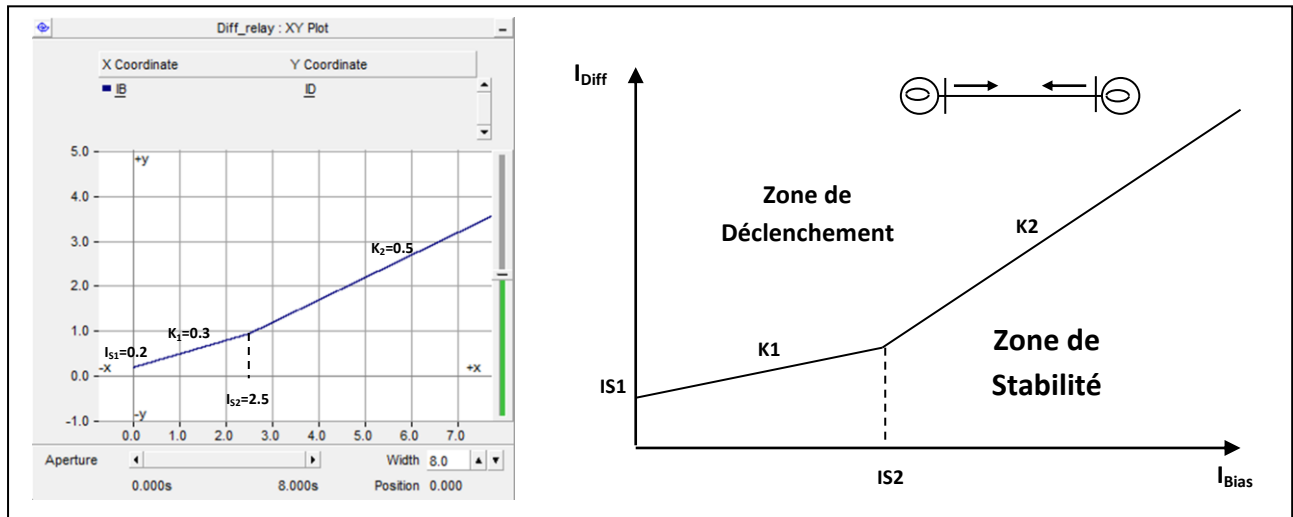


Figure.4.2: Pente de caractéristique la Protection Différentielle.

Formules pour le courant différentiel I_{Diff} et le courant stabilisant I_{Bias} (séparément pour chaque phase), utilisé dans la pente de caractéristique du module de la protection différentielle, ont la forme suivante :

$$I_{Diff} = |I_1 + I_2| \quad (4.1)$$

$$I_{Bias} = (|I_1| + |I_2|)/2 \quad (4.2)$$

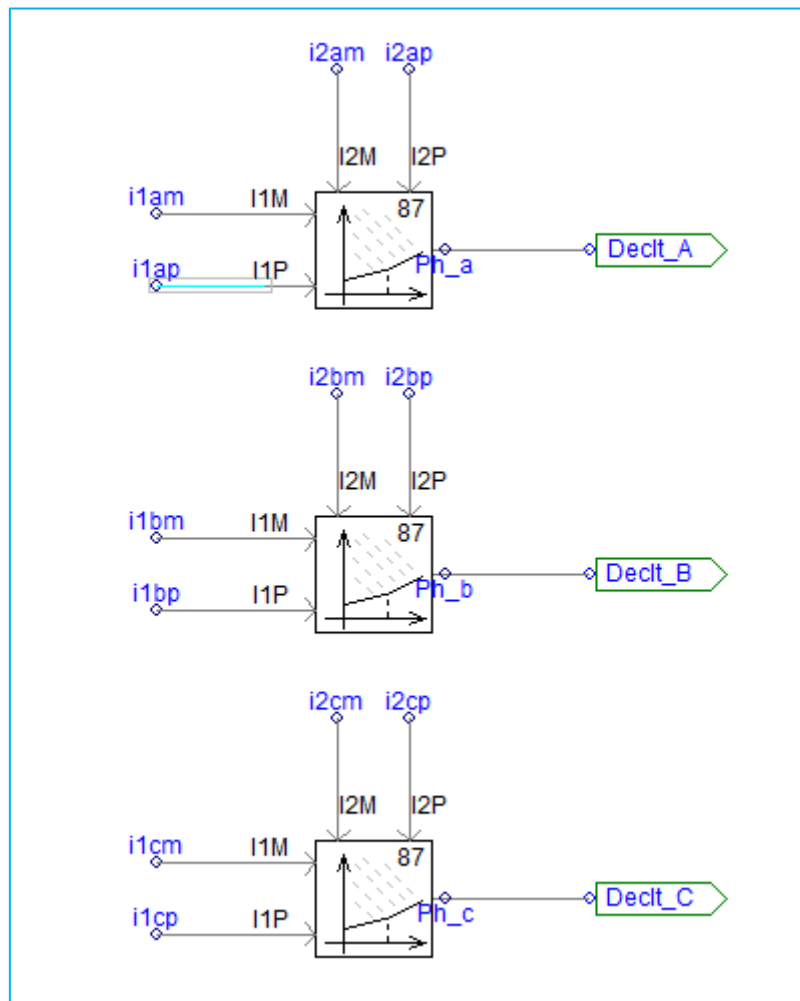
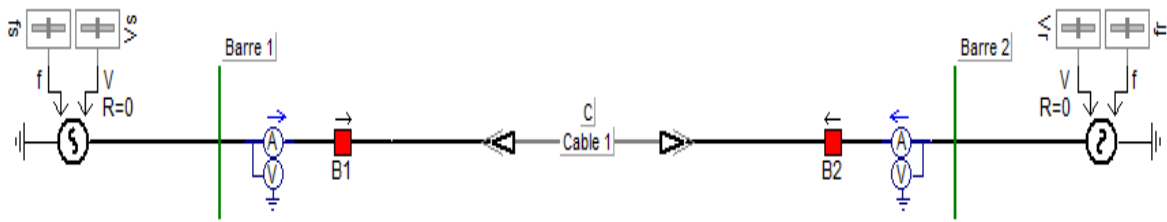


Figure 4.3 : Module de la Protection Différentielle.

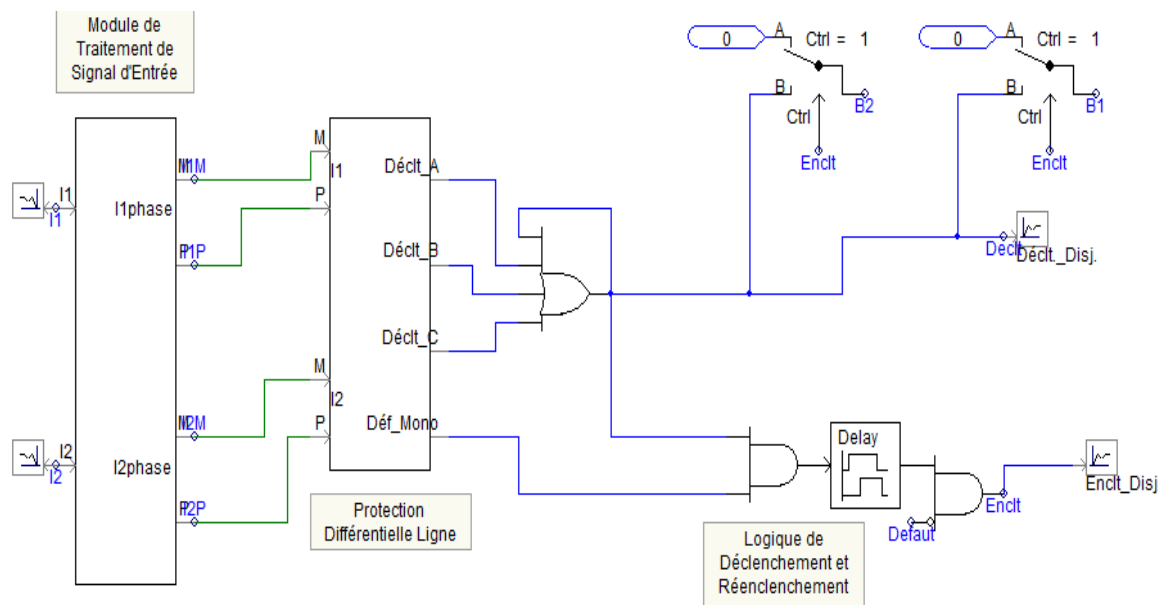
Les entrées de module de la **Figure 4.3** sont les amplitudes et les phases des courants des deux extrémités de câble.

4.3.1. Modélisation de la protection Différentielle câble :

La (**Figure 4.4.a**) représente le schéma bloc de la protection différentielle câble 1 (**Figure 4.4.b**). Le déclenchement est instantané de tout défaut situé dans la zone des protections 1 et 2 (quelle que soit sa position). Les limites de zone des protections sont fixées par les emplacements des transformateurs de courant situés aux extrémités de câble à protéger.



a). Schéma unifilaire du câble de transport à protéger.



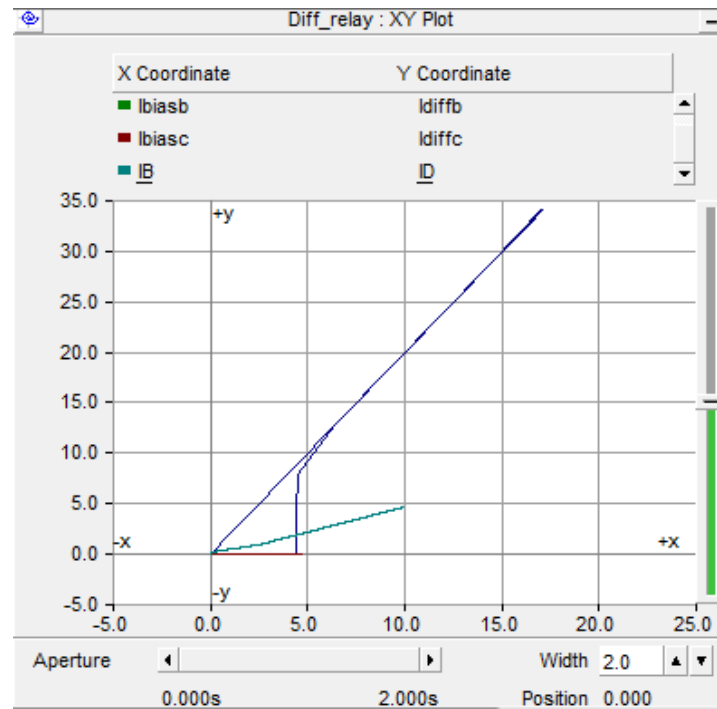
b). Schéma bloc de la protection différentielle.

Figure.4.4: Modèle de simulation de la protection Différentielle sur PSCAD.

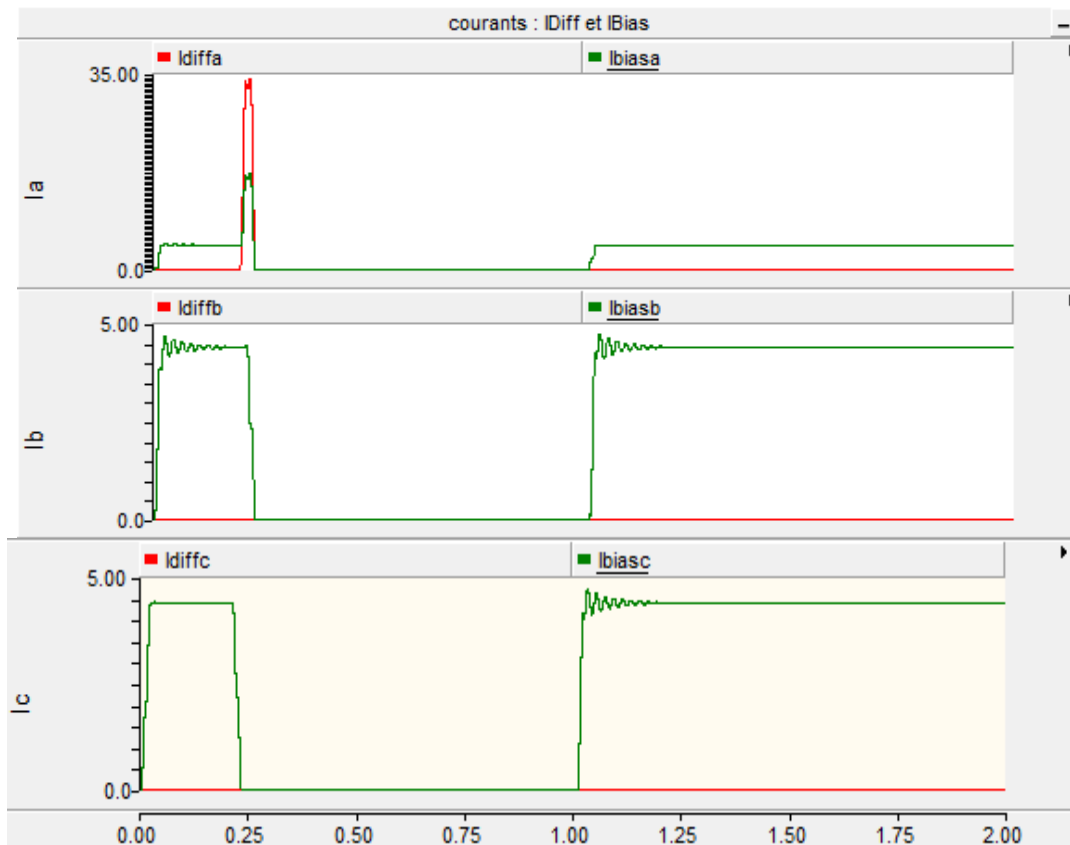
4.3.2. Résultats de simulation :

Pour le fonctionnement de la protection différentielle, on a appliqué différents types de défauts au milieu du câble 1 (Défaut interne). Ces défauts sont du type phase-terre, phase-phase avec terre, et phase-phase.

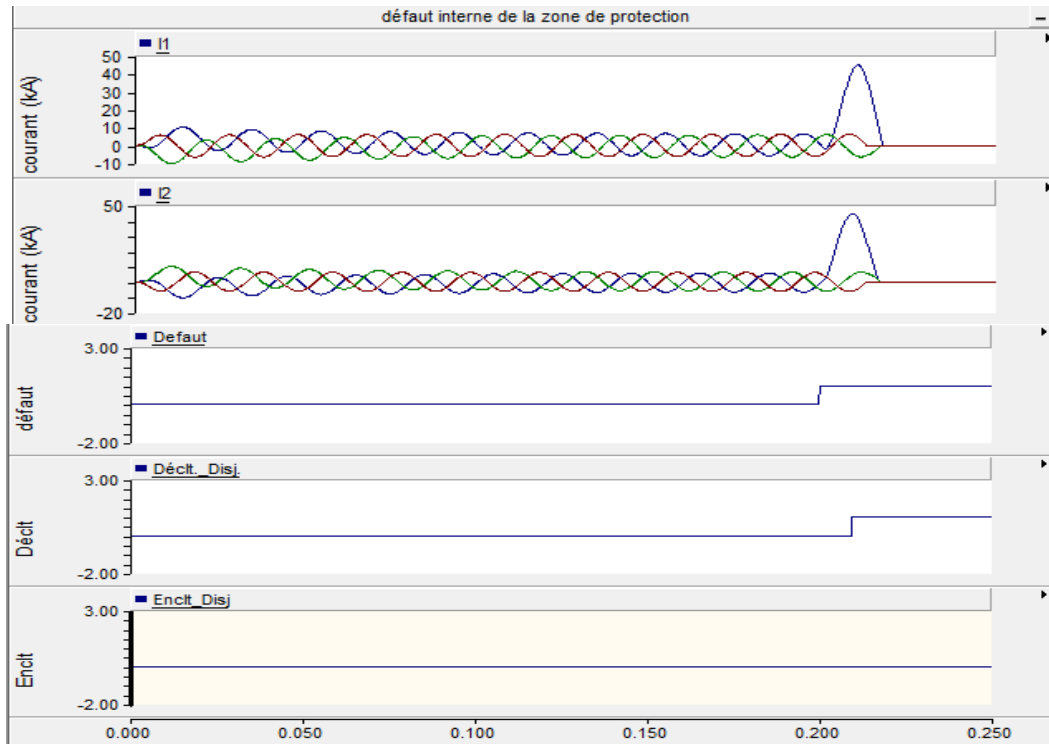
4.3.2.1. Défaut interne de la zone de protection :



a). Pente de caractéristique et valeurs des courants I_{Diff} et I_{Bias} .



b). Formes des courants I_{Diff} et I_{Bias} des trois Phases.

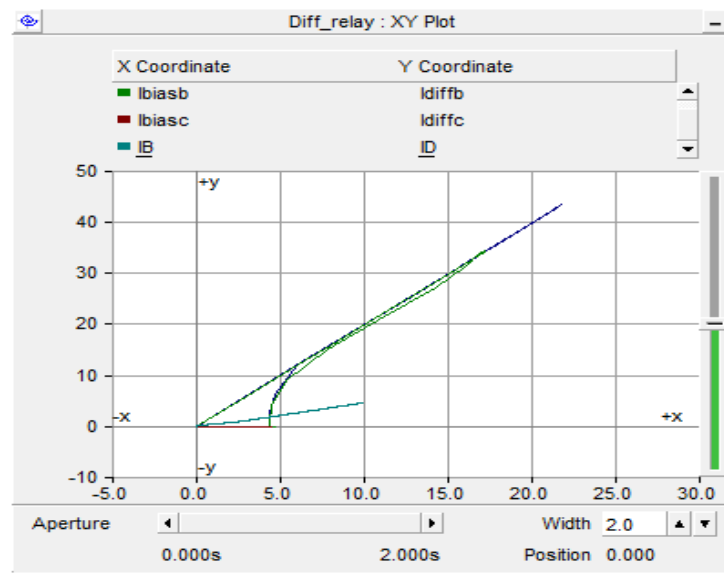


c). Courants de défaut des extrémités du câble et Top de déclenchement.

Figure 4.5 : Comportement de la protection pour un défaut interne.

- La valeur de I_{Diff} dépasse celle de I_{Bias} , il s'agit donc d'un défaut dans la phase A.
- Au moment du défaut, le courant augmente brusquement vers le haut, avec un déclenchement instantané du disjoncteur.

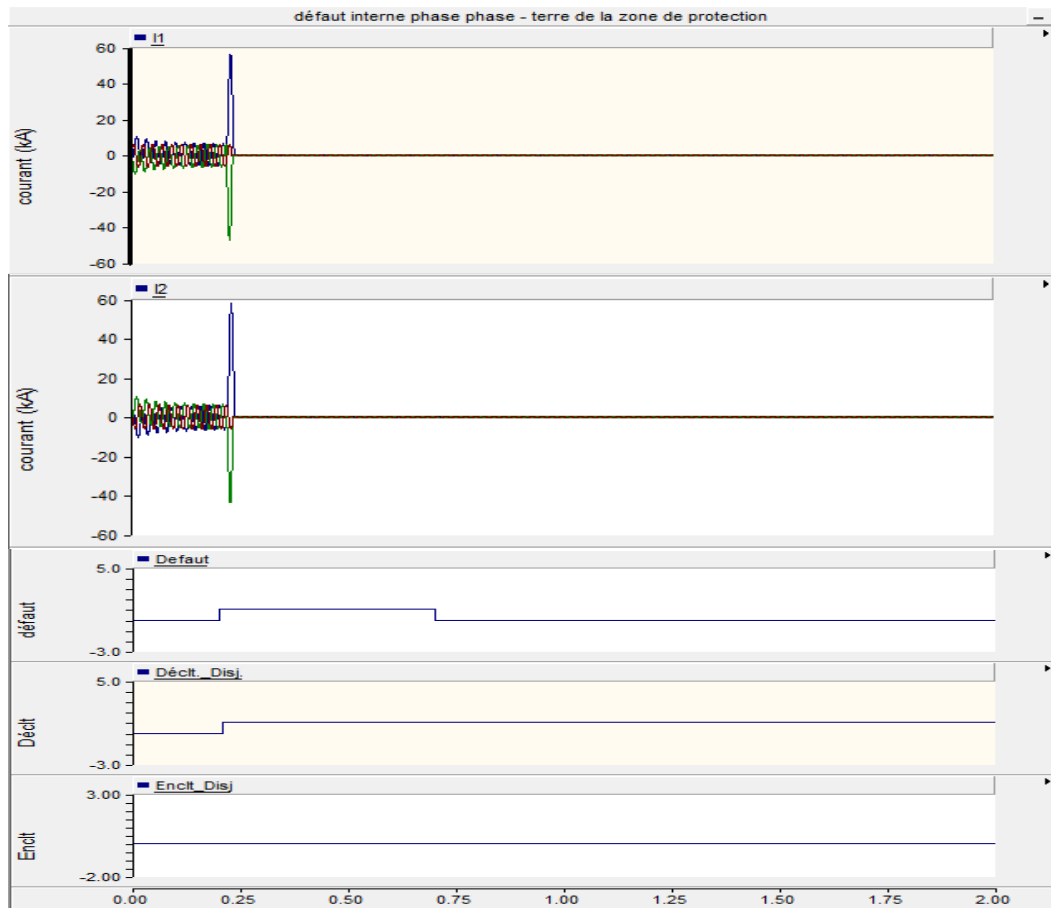
4.3.2.2. Défaut Phase-Phase (avec terre) :



a). Pente de caractéristique et valeurs des courants I_{Diff} et I_{Bias} .



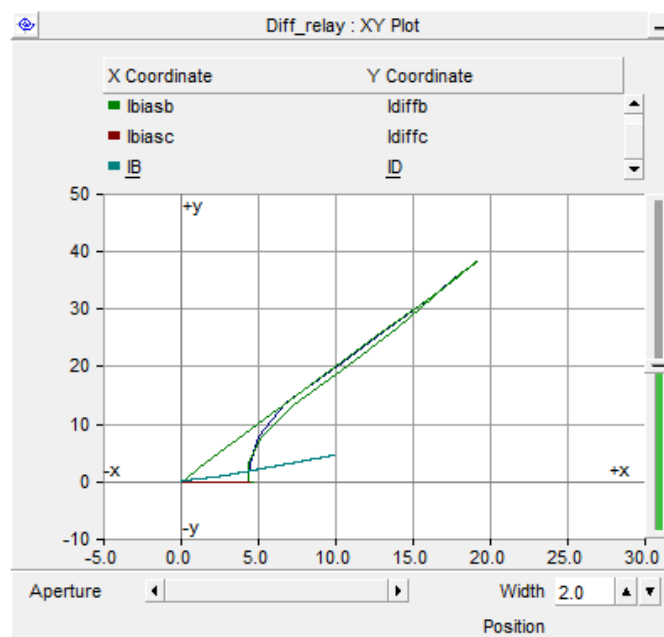
b). Formes des courants I_{Diff} et I_{Bias} des trois Phases.



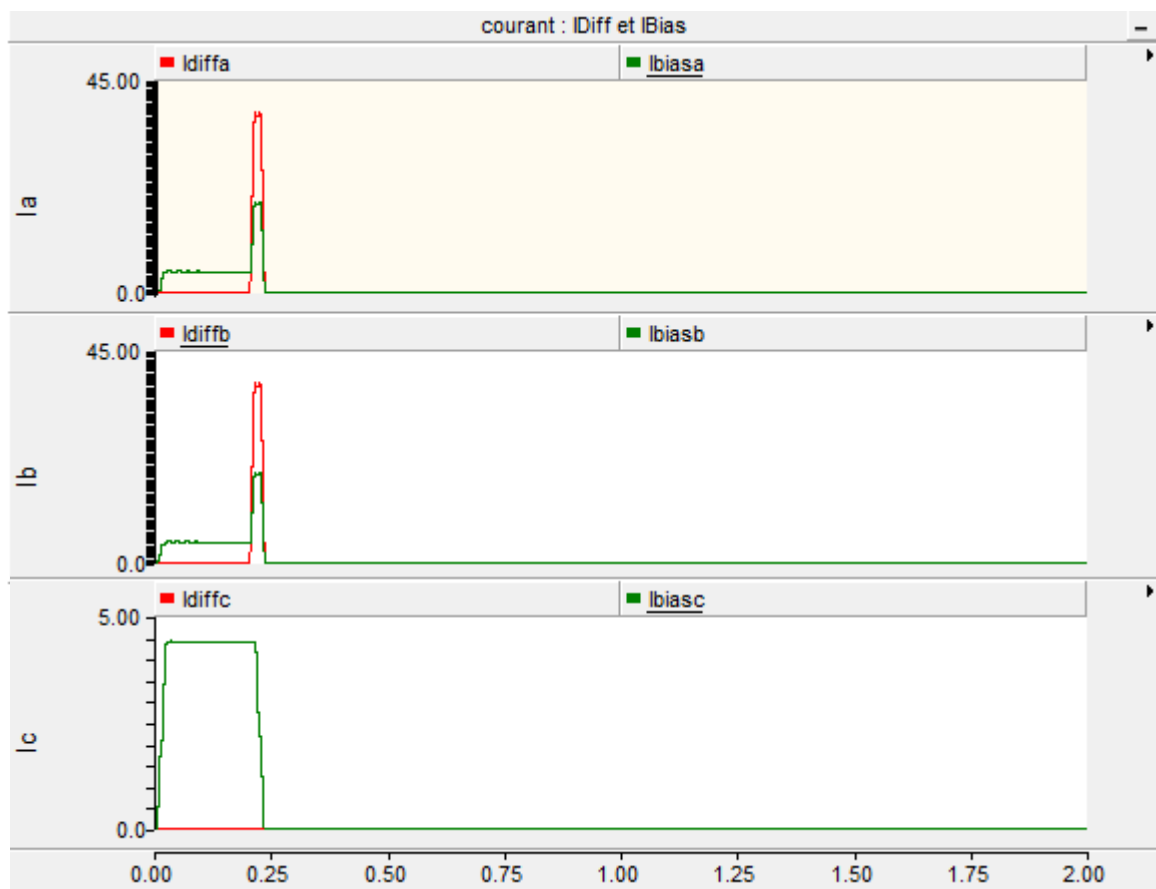
c). Courants de défaut des extrémités de câble 1 et Top de déclenchement.

Figure 4.6 : Comportement de la protection pour un défaut interne (biphasé avec terre).

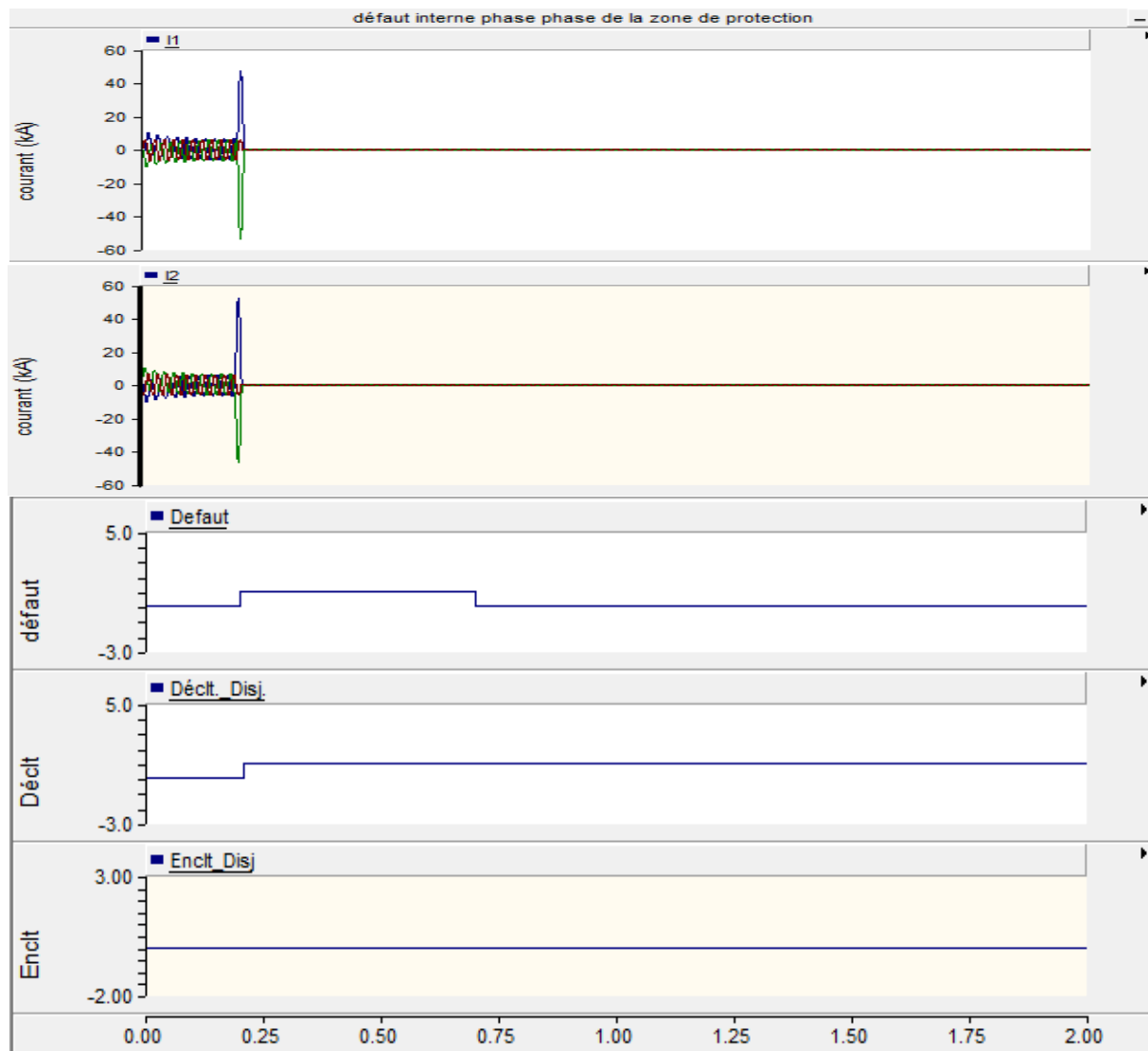
4.3.2.3. Défaut Phase-Phase (sans terre) :



a). Pente de caractéristique et valeurs des courants I_{Diff} et I_{Bias} .



b). Formes des courants IDiff et IBias des trois Phases.



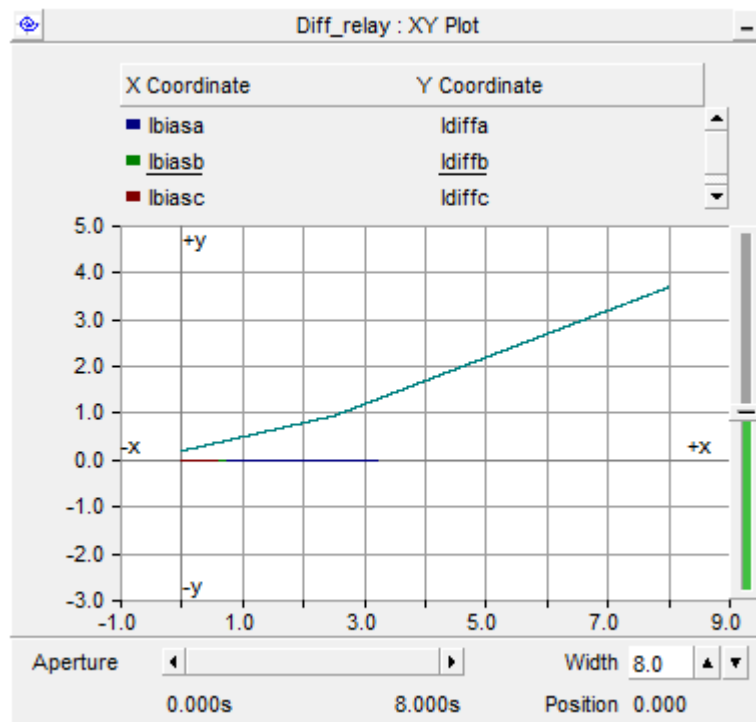
c). Courants de défaut des extrémités de la Ligne 1 et Top de déclenchement.
Figure 4.7 : Comportement de la protection pour un défaut interne (phase-phase).

D'après les **figures 4.6.b** et **4.7.b** :

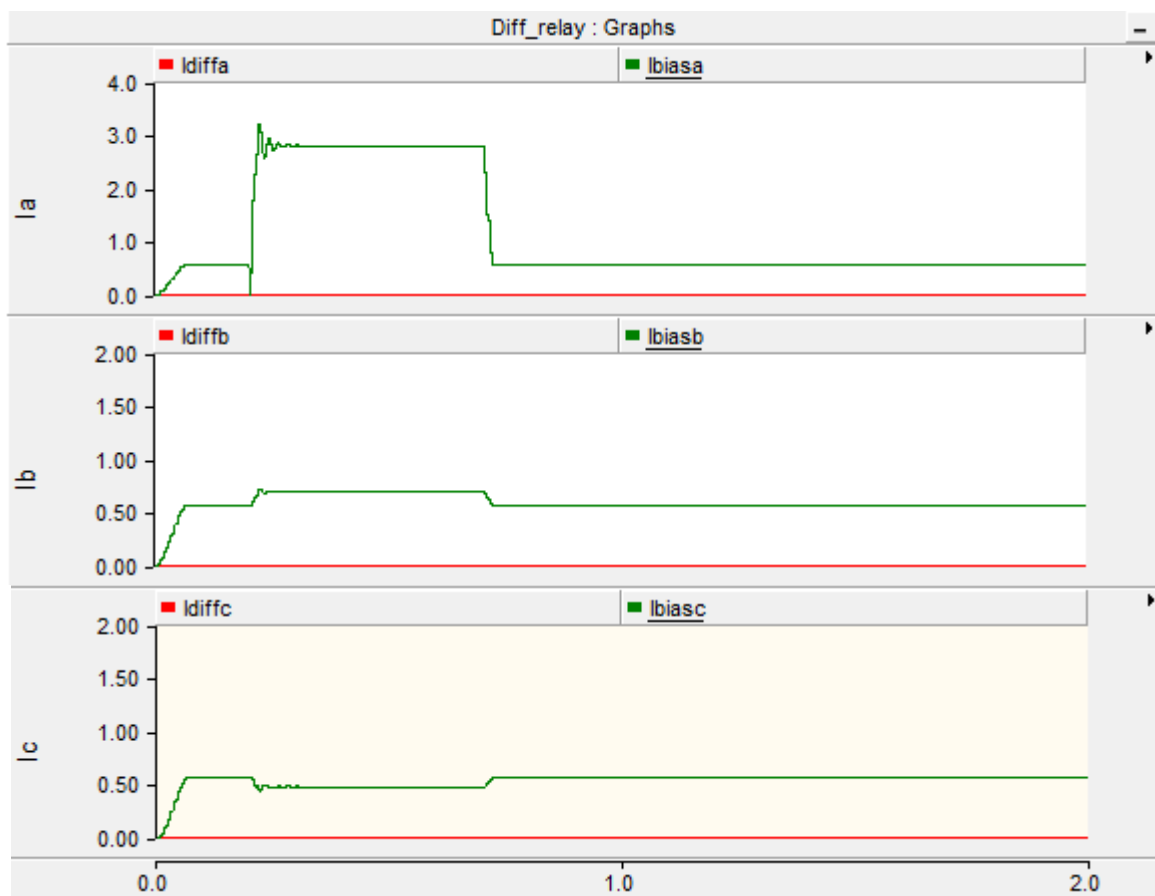
- La valeur de I_{Diff} dépasse celle de I_{Bias} , il s'agit donc d'un défaut entre la phase A et la phase B.
- Au moment du défaut, le courant de la première phase augmente brusquement, l'autre prend un sens opposée avec un déclenchement instantané du disjoncteur.

4.3.2.4. Défaut externe de la zone de protection :

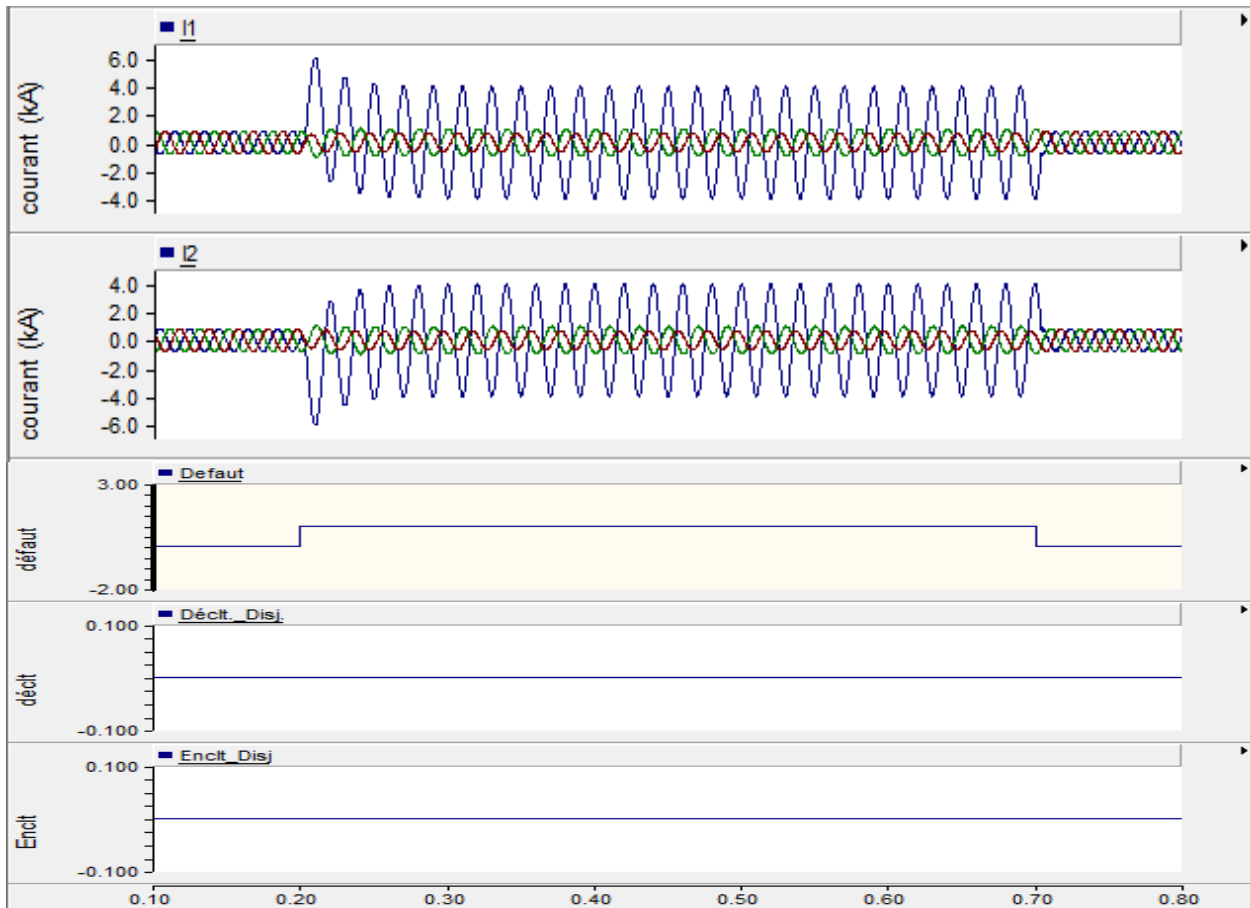
Un défaut Phase-Terre est appliqué en hors de la zone de protection pour voir la stabilité de la protection contre les défauts externes, la **Figure 4.8** montre le non fonctionnement et la stabilité de la protection différentielle pour ces types de défaut.



a). Pente de caractéristique et valeurs des courants I_{Diff} et I_{Bias} .



b). Formes des courants I_{Diff} et I_{Bias} des trois Phases.



c). Courants de défaut des extrémités de câble 1 et Top de déclenchement.

Figure 4.8 : Comportement de la protection pour un défaut externe.

- La valeur de I_{Bias} est supérieure de celle de I_{Diff} , il s'agit donc d'un défaut hors de câble à protéger.
- A l'intervalle du défaut, le courant de la phase augmente brusquement, mais pas du déclenchement du disjoncteur aux extrémités de câble.

4.4. Protection de Distance :

4.4.1. Schéma de la protection de distance :

Afin de détecter tous les types de défauts tels que Phase-Terre, Double Phase-Terre, Phase-Phase et défaut triphasé, il ya six unités de protection nécessaire pour le calcul de l'impédance de défaut (**Figure 4.9**), trois pour le calcul de l'impédance de la ligne Phase-Terre et trois autres pour le calcul de l'impédance Phase-Phase (**Tableau 4.1**). La sortie de chacun de ces unités est alors connectée au module des zones de l'impédance.

Dans notre simulation on a utilisé la caractéristique « Mho », comme on a programmé trois zones de protection de distance en aval.

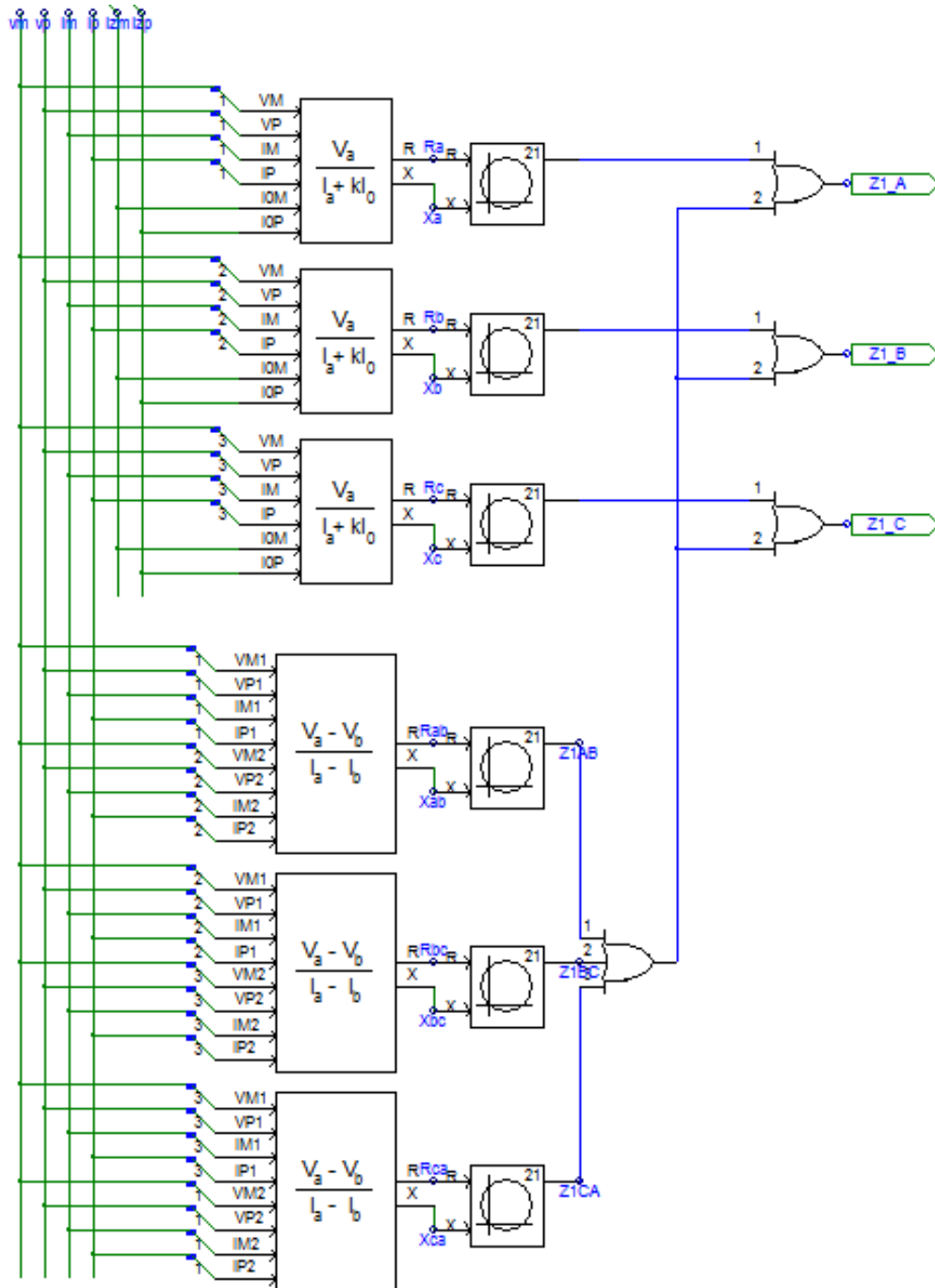


Figure 4.9 : Schéma de la Protection de distance

Le calcul de l'impédance des différents défauts est présenté au tableau suivant :

Élément de Distance	Formule
Phase A	$Z_A = V_A / (I_A + 3k_0 I_0)$ (4.3)
Phase B	$Z_B = V_B / (I_B + 3k_0 I_0)$ (4.4)
Phase C	$Z_C = V_C / (I_C + 3k_0 I_0)$ (4.5)
Phase A – Phase B	$Z_{AB} = V_{AB} / (I_A - I_B)$ (4.6)
Phase B – Phase C	$Z_{BC} = V_{BC} / (I_B - I_C)$ (4.7)
Phase C – Phase A	$Z_{CA} = V_{CA} / (I_C - I_A)$ (4.8)

Tableau 4.1: calcul de l'impédance de défaut sur les différents défauts.

Avec :

$$k_0 = (Z_0 - Z_1) / Z_1 \quad (4.9)$$

Z_0 : Séquence homopolaire.

Z_1 : Séquence positive.

4.4.2. Module de calcul des zones :

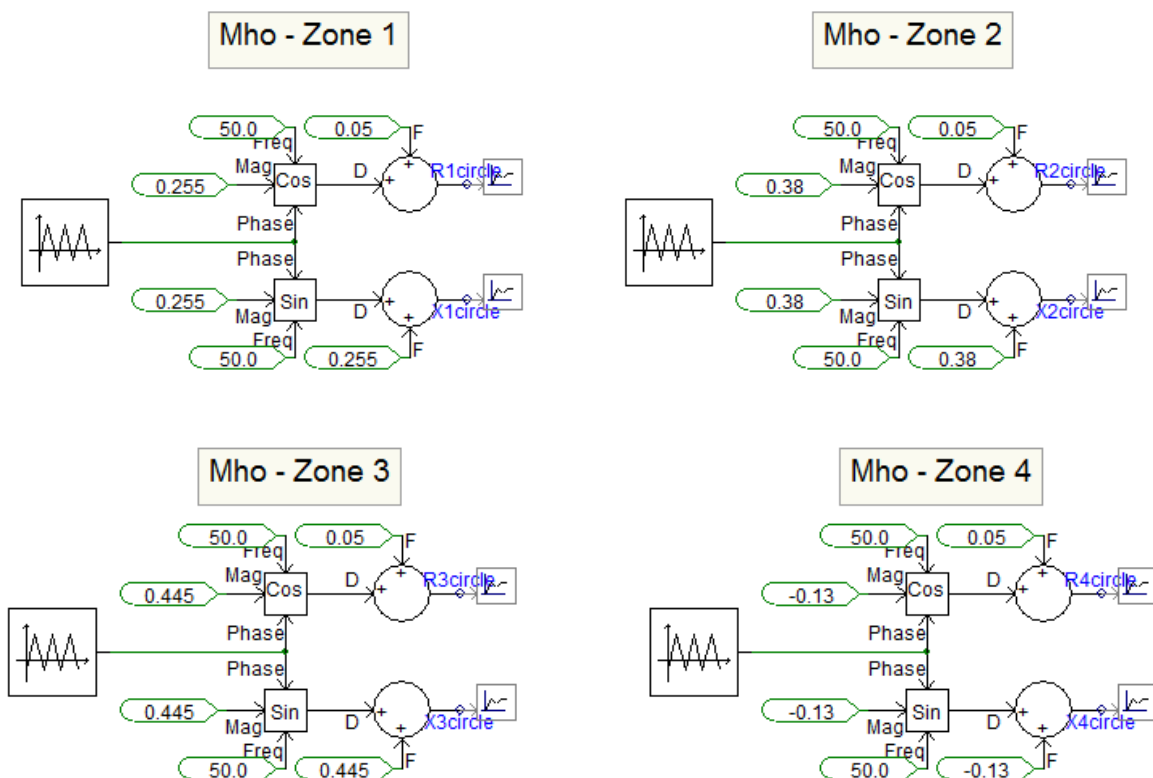


Figure 4.10.a : Bloc de calcul des Zones (Mho).

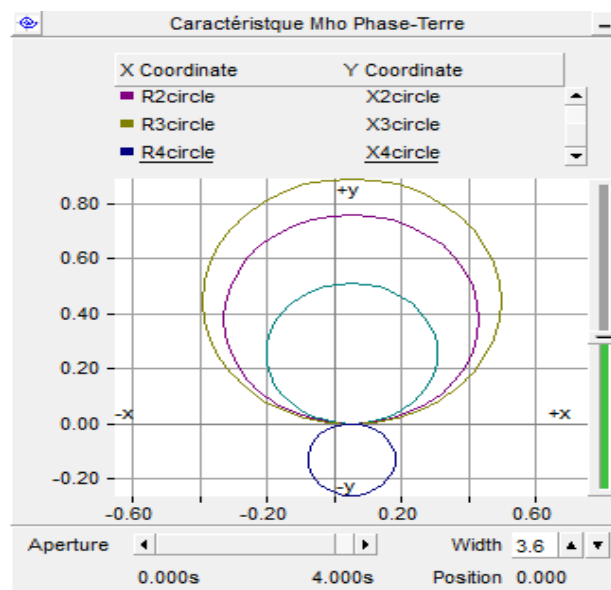


Figure.4.10.b : Caractéristique Mho de la protection de Distance.

4.4.3. Algorithme de la protection et logique de déclenchement et enclenchement :

La Figure.4.11.représente un algorithme de modélisation d'un relais de protection de distance à une caractéristique Mho des quatre (04) zone de déclenchement (Zone 1, Zone 2, Zone 3 et Zone 4), la Zone 1 est instantanée et les Zone 2, 3 et 4 sont temporisées.

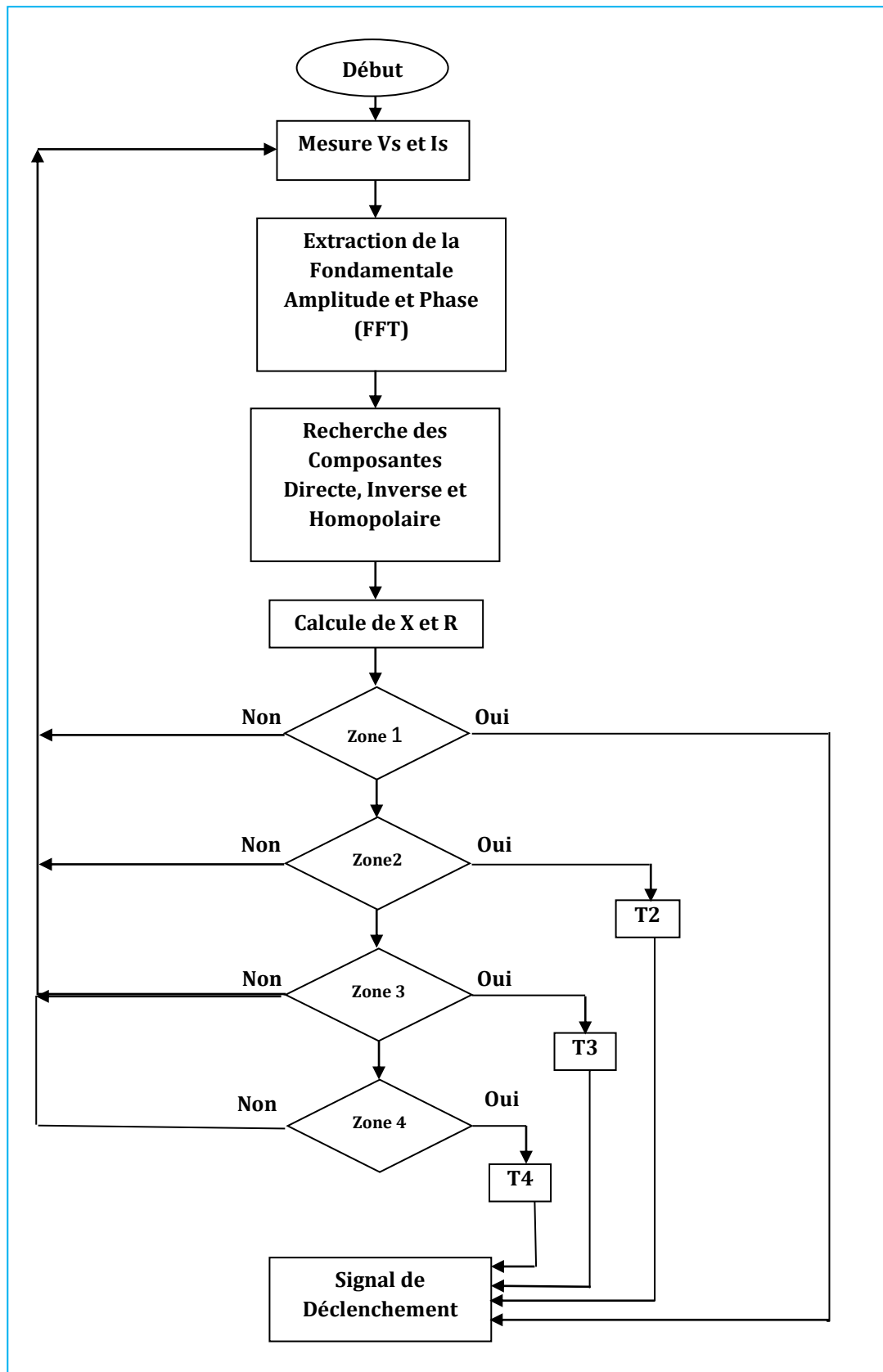


Figure 4.11: Algorithme de déclenchement de la protection de Distance.

L'ordre de réenclenchement, se fait après une temporisation T_p (Temps de pose de disjoncteur) de déclenchement suite des défauts Phase-Terre de la Zone 1 et Zone 2 seulement.

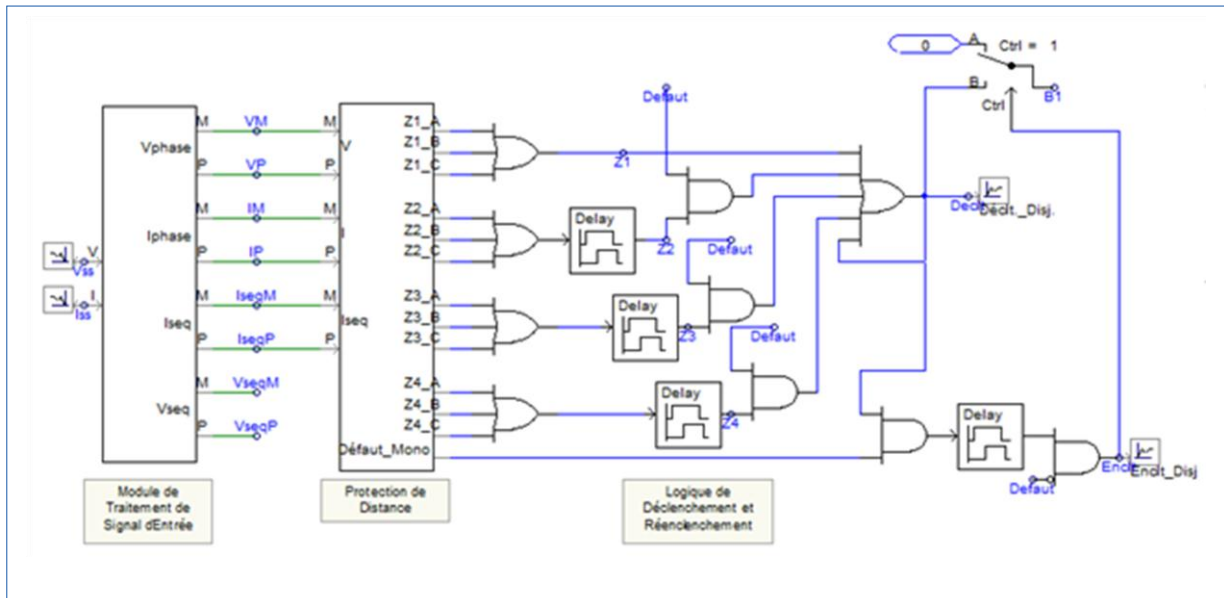


Figure 4.12: Schémas de la protection Distance sur PSCAD.

4.4.4 Modèle de simulation :

La Figure 4.13 représente un schéma unifilaire du réseau électrique à étudier, la protection de distance est située sur la Barre 1. Dans notre cas, les simulations ont été faites sur un câble réelle 220 KV Hamma - EL Harrache.

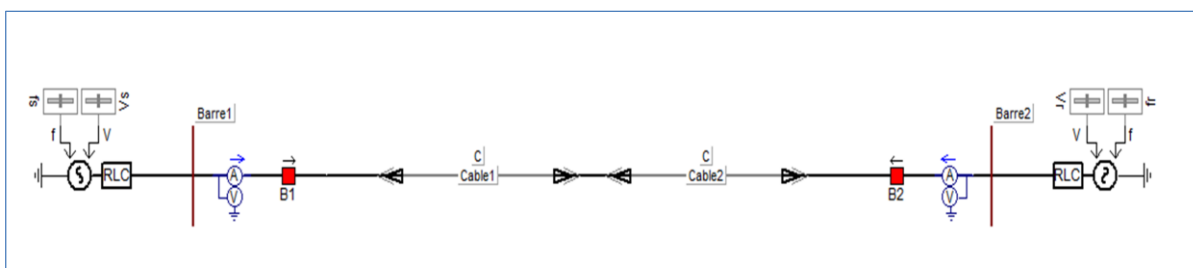


Figure 4.13 : Schéma unifilaire du réseau électrique.

Les paramètres de système électrique (Source, câble et Protection) utilisées dans notre simulation sont représentés sur le tableau suivant :

Cable 220KV HAMMA-EL HARRACH	
Paramètres	Valeurs
Tension de la Source	220 KV
Fréquence de la Source	50 Hz
Impédance de la Source : $Z = R + j X$	$Z = 9.186 + j 51.81 \Omega$
Longueur de la Ligne 1 (Barre1 – Barre 2)	$L = 13.5 \text{ km}$
Impédance Direct de la Ligne : $Z_d = R_d + jX_d$	$Z_d = 0.113 + j 0.13 \Omega/\text{km}$
Impédance Totale de la Ligne 1 : $Z_L = Z_d \times L$	$Z_L = 2.325 \Omega$
La 1 ^{er} Zone de Protection : $Z_1 = 80\% \times Z_L$	$Z1 = 1.86 \Omega$
La 2 ^{ème} Zone de Protection : $Z_2 = 120\% \times Z_L$	$Z2 = 2.79 \Omega$
La 3 ^{ème} Zone de Protection : $Z_3 = 140\% \times Z_L$	$Z3 = 3.255 \Omega$
La 4 ^{ème} Zone de Protection : $Z_3 = -40\% \times Z_L$	$Z4 = 0.93 \Omega$

Tableau 4.2 : Paramètres de système électrique (Source, câble et Protection)

4.4.5. Résultats de simulation :

Pour étudier le comportement de la caractéristique Mho de la Protection de Distance, on va simuler des différents types de défaut sur des différents endroits de la ligne et avec des différentes valeurs de la résistance de défaut.

Le défaut est appliqué à un temps de 0.2 s sur des différents endroits du câble :

Le Premier cas : le défaut est situé à 5 km de la Barre 1 c'est un défaut en 1^{er} Zone, qui est éliminé par la protection à un temps de 0.02 s.

Le Deuxième cas : le défaut est à 16 km qui est localisé en 2^{ème} Zone, avec un fonctionnement de la protection à 0.3 s.

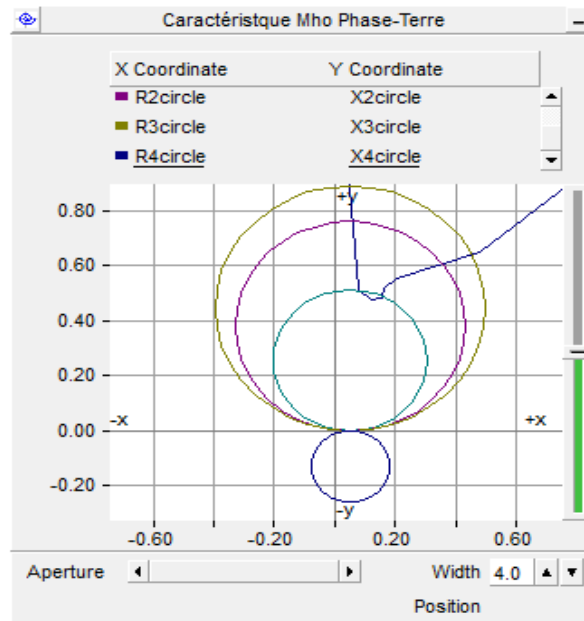
Le Troisième cas : c'est un défaut en Zone 3 de 19 km de la Barre 1, le temps d'élimination du défaut est de 1.5 s.

Le Quatrième cas : C'est un défaut en Zone 4 de 3 km en amont de la Barre 1, le temps d'élimination du défaut est de 3 s.

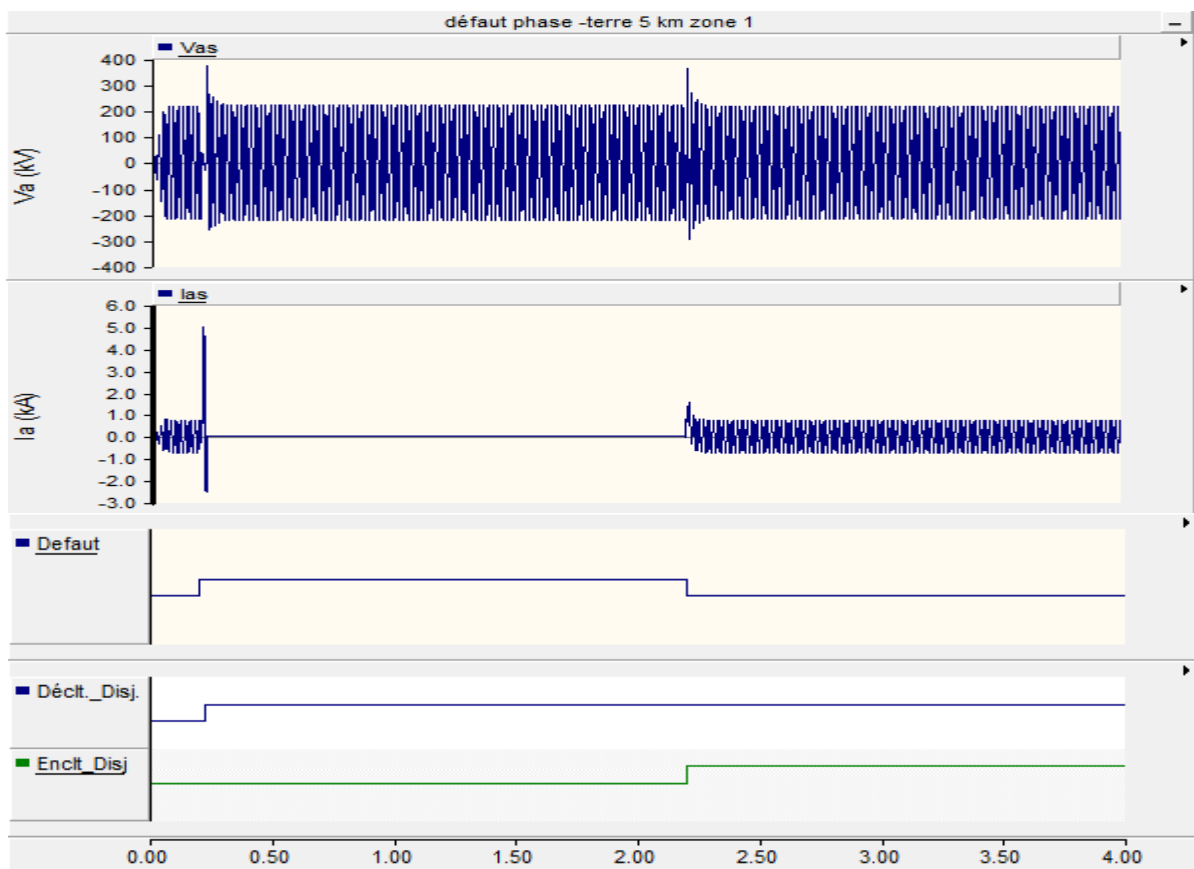
Le Dernier cas : c'est un défaut en hors Zone de fonctionnement de la protection.

4.4.5.1. Défaut Phase-Terre sur différents points de la ligne :

A/. Défaut Phase-Terre à 5 km (Zone 1) :



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.

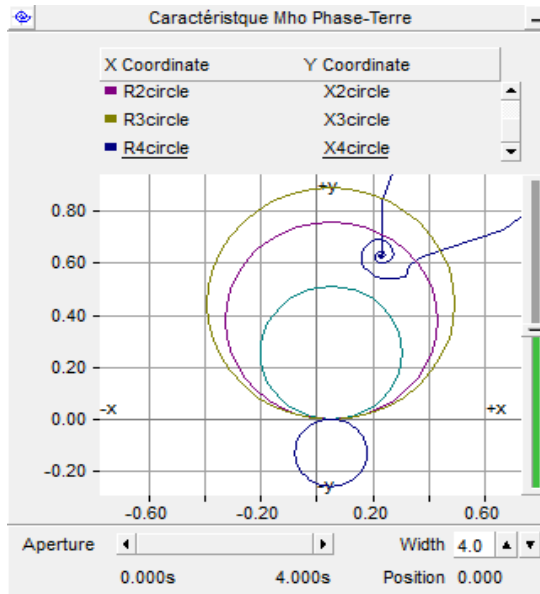


b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

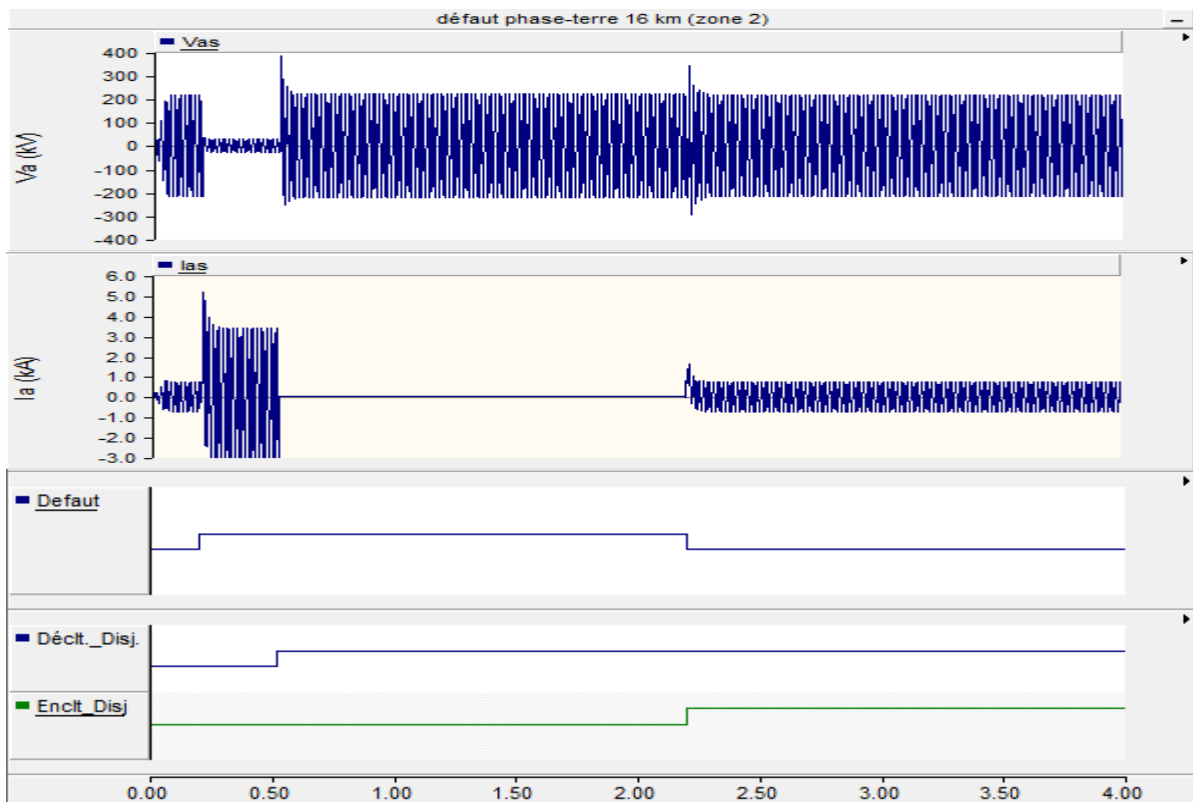
Figure 4.14 : Défaut Phase-Terre à 5 km.

- Au moment du défaut, on remarque une chute de tension et le courant augmente.
- Le disjoncteur s'actionne instantanément avec le défaut.
- La fonction du réenclenchement est activée après 2seconde de déclenchement du disjoncteur.

B/. Défaut Phase-Terre à 16 km (Zone 2) :



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.

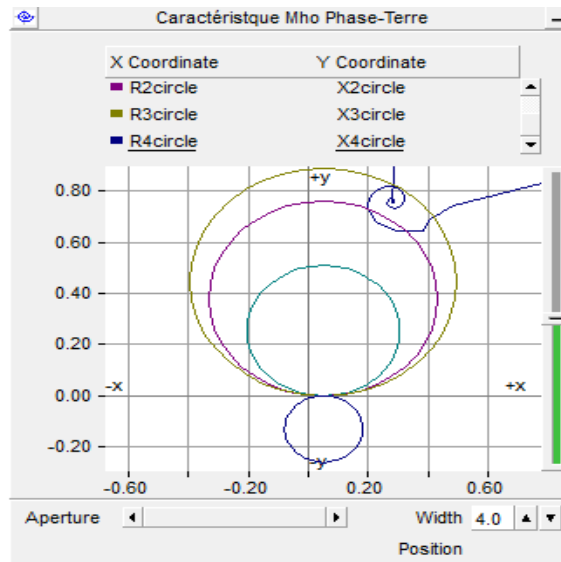


b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

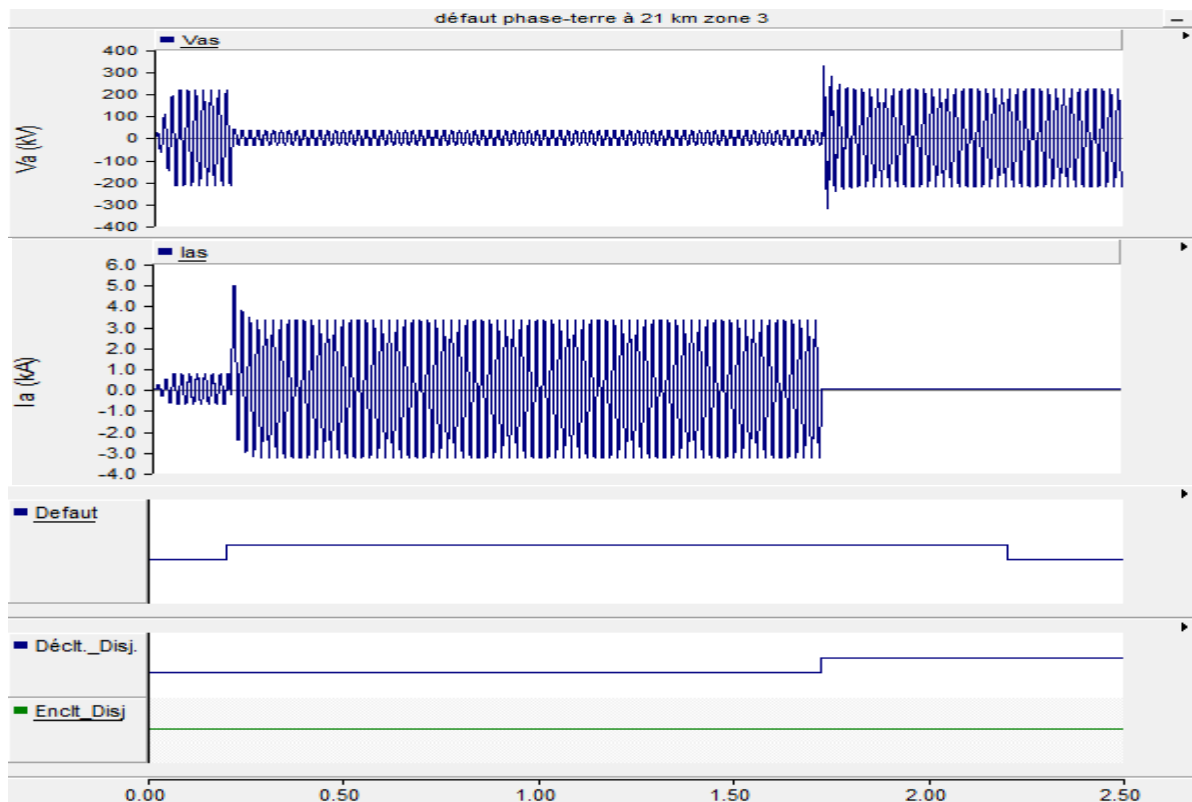
Figure 4.15 : Défaut Phase-Terre à 16 km.

- Lors de défaut, la tension chute et le courant augmente.
- Le disjoncteur s'actionne après 0.3 s du défaut.
- La fonction du réenclenchement est activée après 1.7 seconde de déclenchement du disjoncteur.

C/. Défaut Phase-Terre à 19 km (Zone 3) :



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.

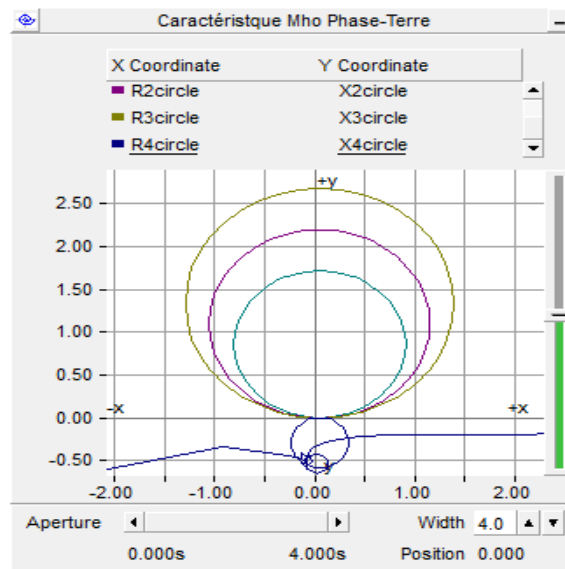


b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

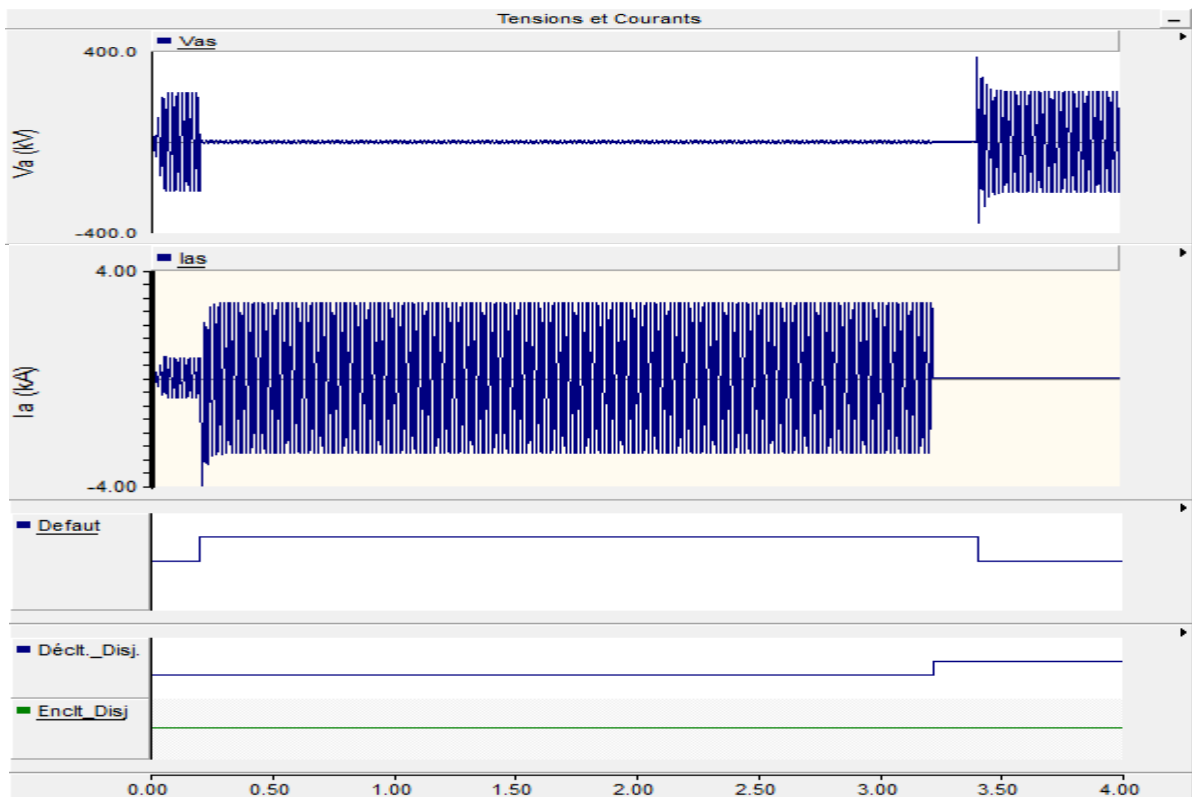
Figure 4.16 : Défaut Phase-Terre à 19 km.

- On voit juste après le défaut, chute de tension et que le courant augmente.
- Le disjoncteur s'actionne après 1.5 s du défaut.
- La fonction du réenclenchement n'est pas activée après le déclenchement du disjoncteur.

D/. Défaut Phase-Terre à 3 km en amont (Zone 4) :



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.

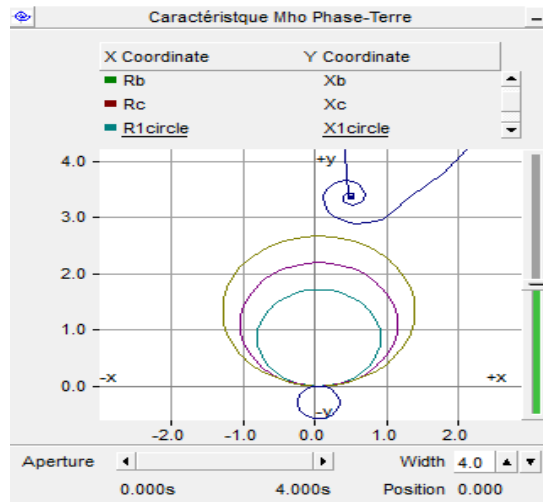


b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

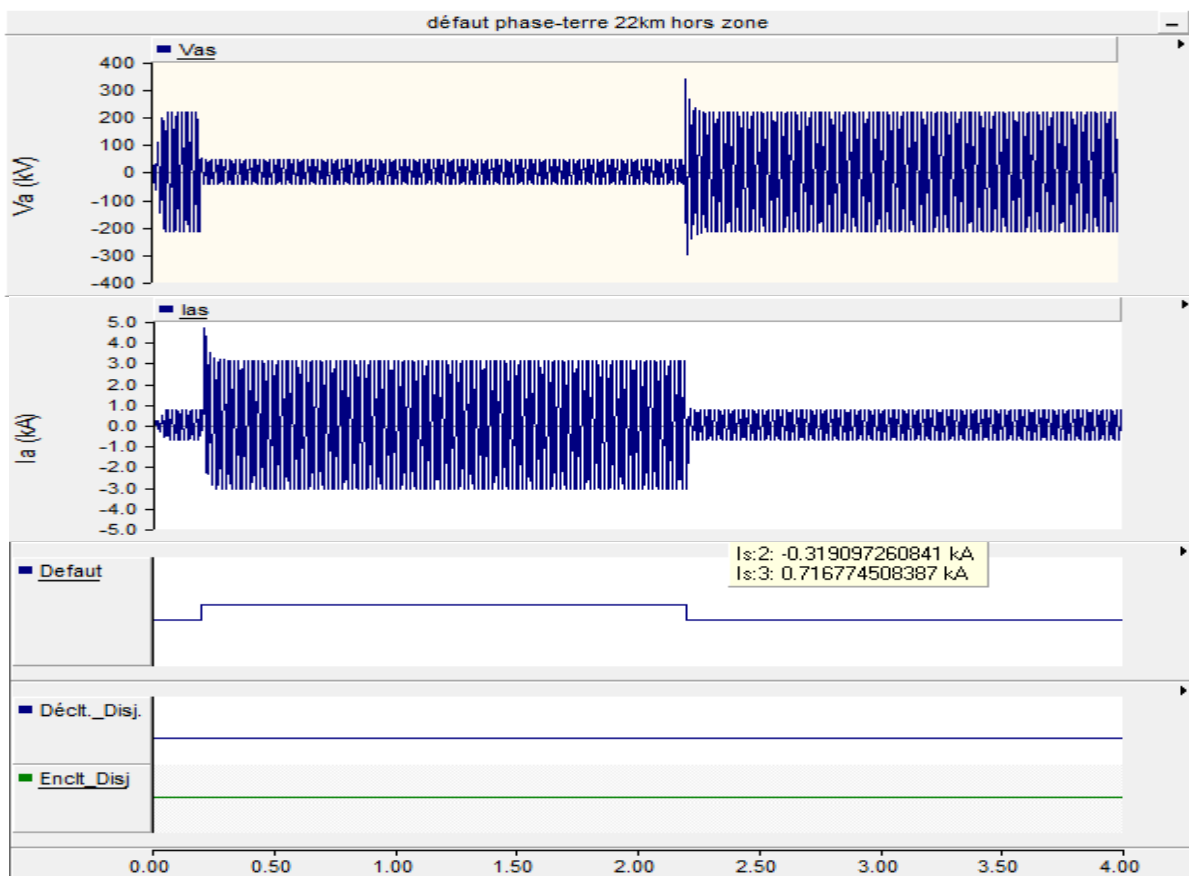
Figure 4.17 : Défaut Phase-Terre à 3 km en amont.

- Pour un défaut de la Zone 4, chute de tension avec une augmentation importante du courant.
- Le disjoncteur s'actionne après 3 s du défaut.

E/. Défaut Phase-Terre à 22 km (hors Zone) :



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



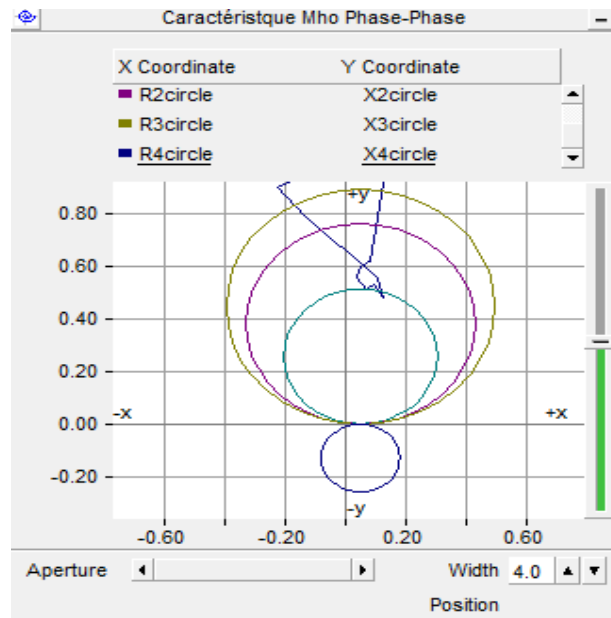
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure 4.18 : Défaut Phase-Terre à 22 km.

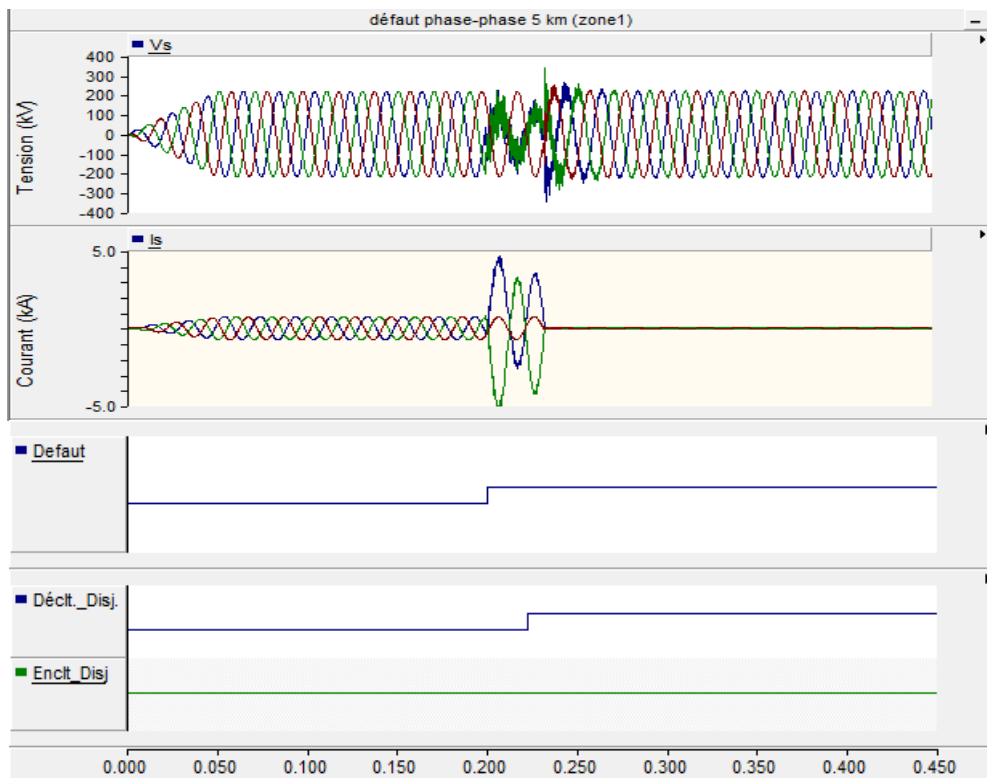
- Au moment du défaut, chute de tension avec une augmentation importante du courant.
- Pas de déclenchement du disjoncteur.

4.4.5.2. Défaut Phase-phase sur différents endroits du câble:

A/. Défaut Phase-Phase à 5 km (Zone 1) :



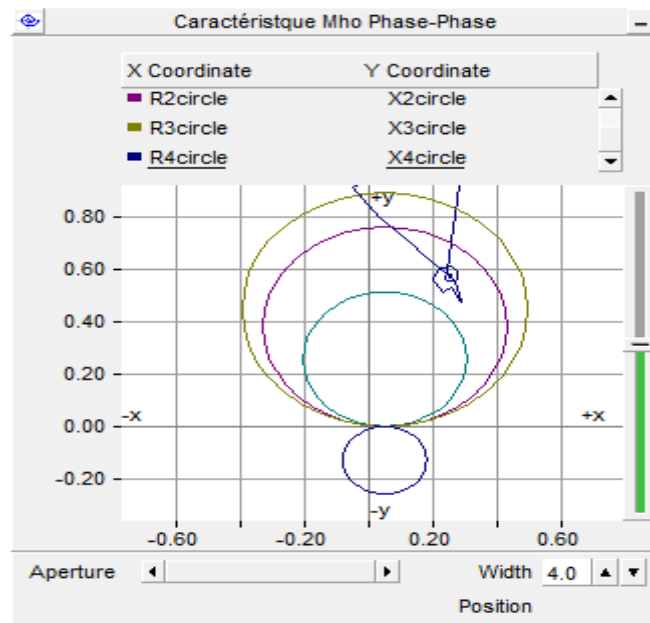
a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



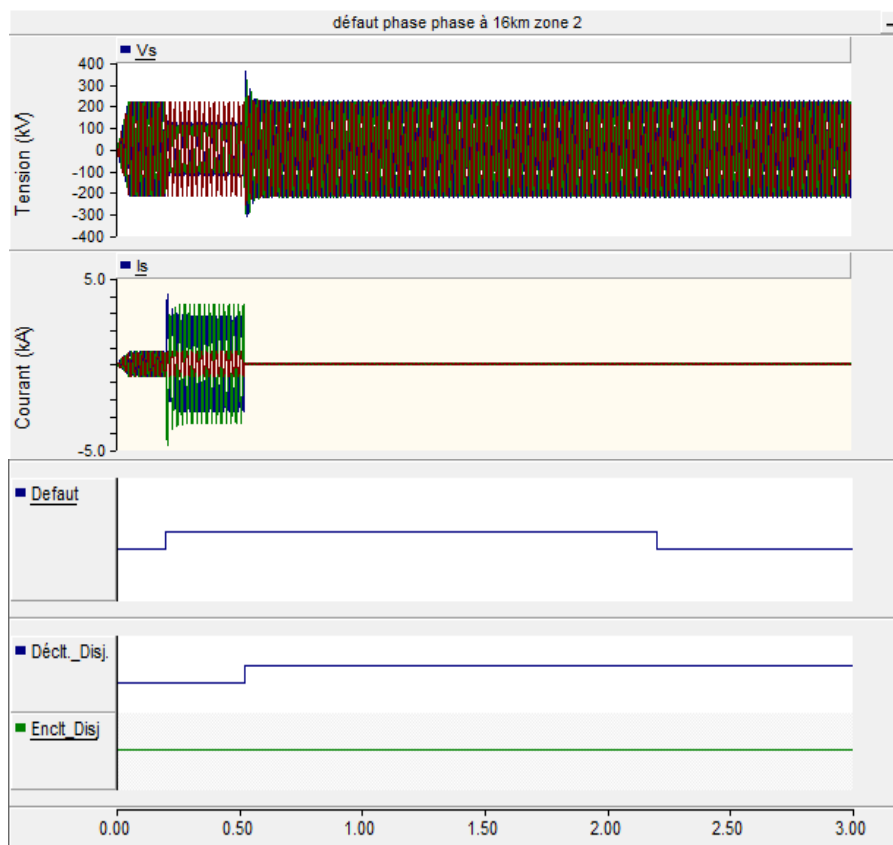
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure 4.19 : Défaut Phase-Phase à 5 km.

B/. Défaut Phase-Phase à 16 km (Zone 2) :

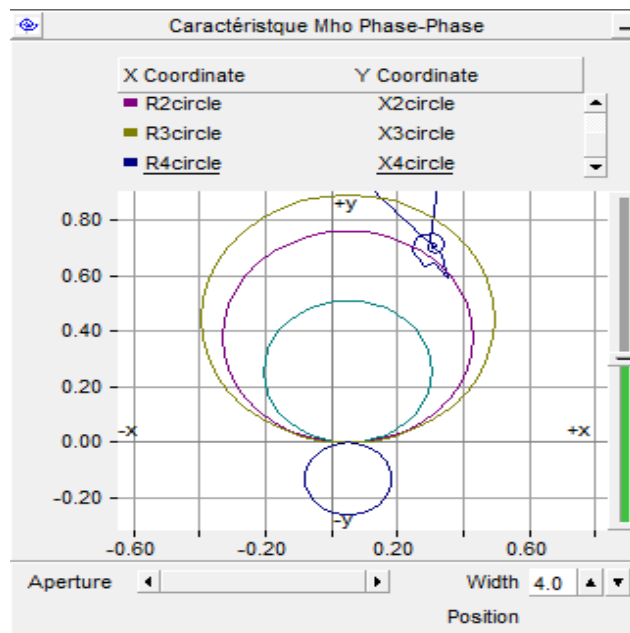


a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



b). Formes des courants, tensions et des Top logique.
Figure 4.20: Défaut Phase-Phase avec la terre à 16 km.

C/. Défaut Phase-Phase à 19 km (Zone 3) :



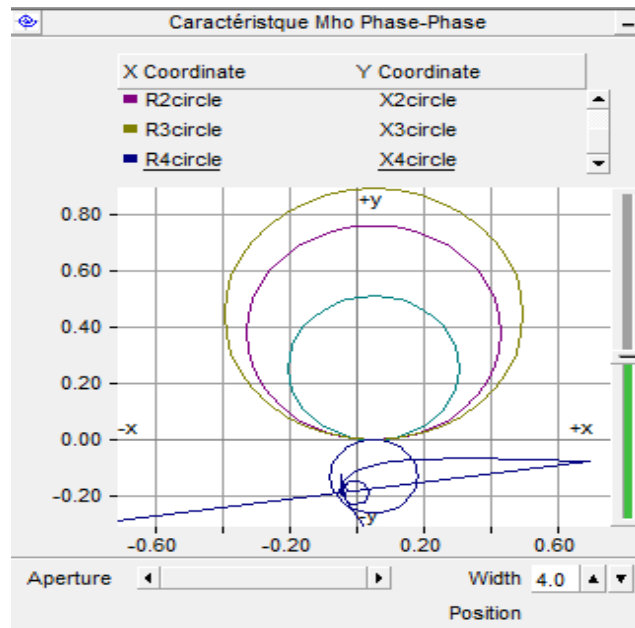
a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



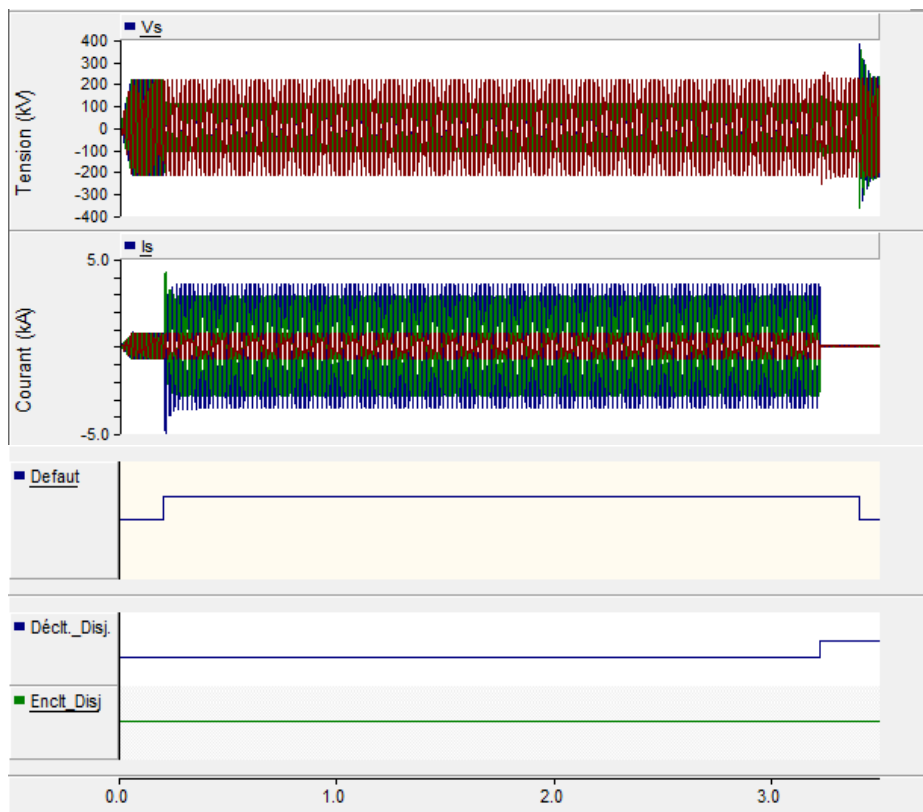
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure 4.21 : Défaut Phase-Phase à 21 km.

D/. Défaut Phase-Phase à 3 km en amont (Zone 4) :



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.

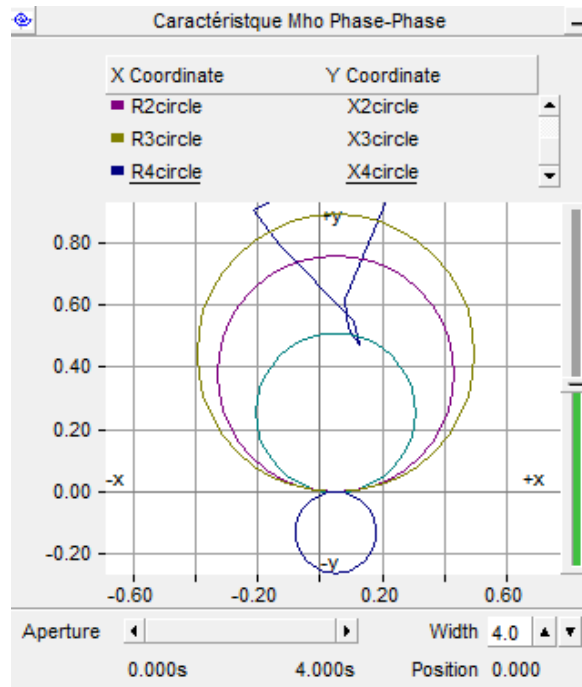


b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

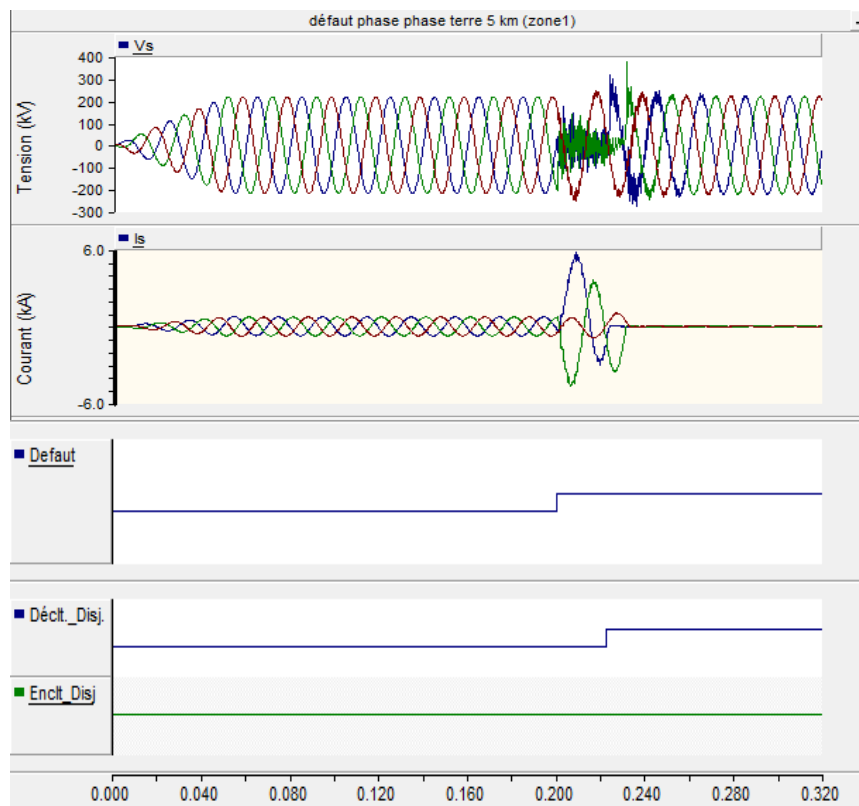
Figure. 4.22: Défaut Phase-Phase à 3 km en amont

4.4.5.3. Défaut Phase-phase avec la terre :

A/. Défaut Phase-Phase avec la terre à 5 km (Zone 1) :

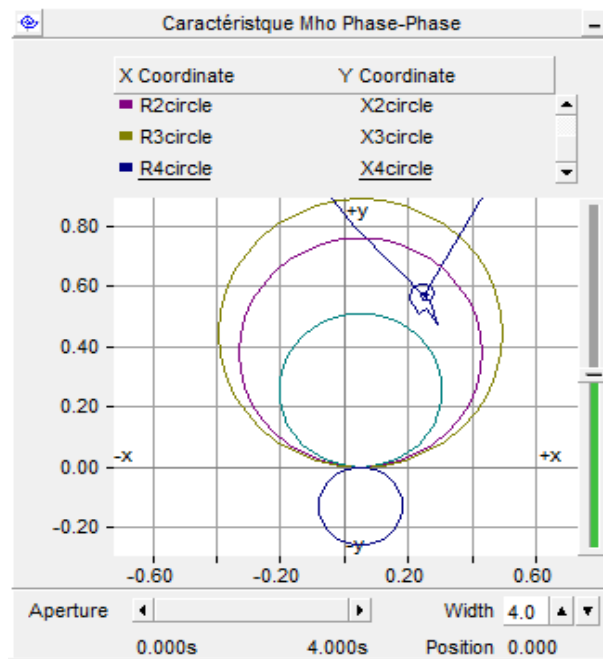


a). Trajectoire de l'impédance de défaut.

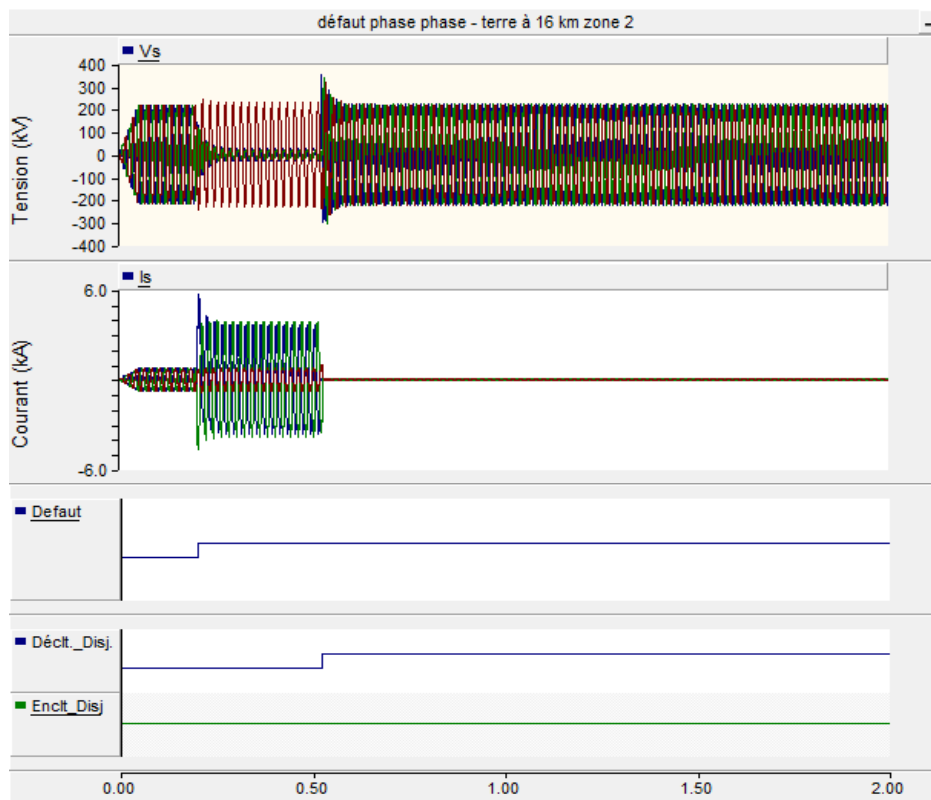


b). Formes des courants, tensions et des Top logique.
Figure 4.23 : Défaut Phase-Phase avec la terre à 5 km.

B/. Défaut Phase-Phase avec la terre à 11 km (Zone 2) :

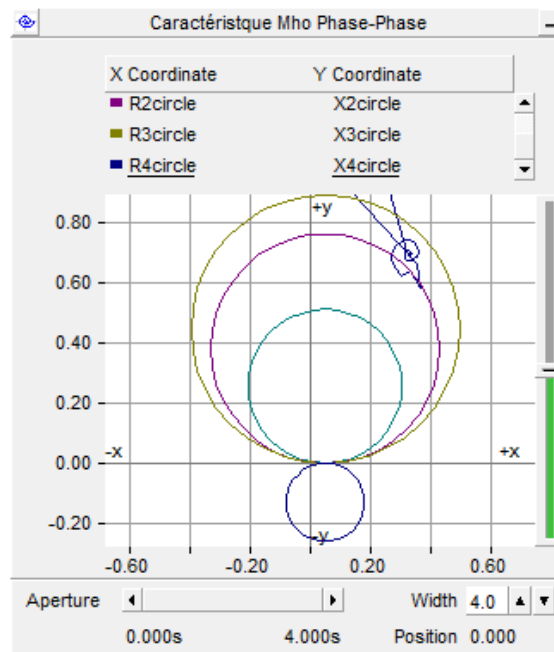


a). Trajectoire de l'impédance de défaut.

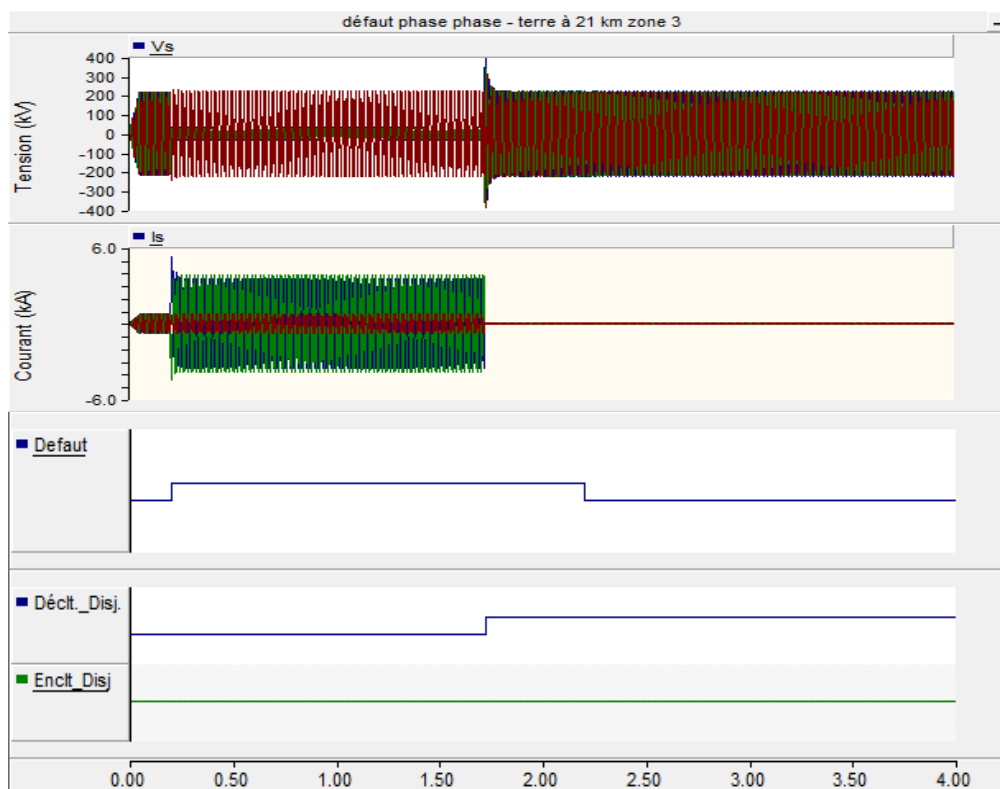


b). Formes des courants, tensions et des Top logique.
Figure 4.24: Défaut Phase-Phase avec la terre à 16 km.

C/. Défaut Phase-Phase avec la terre à 21 km (Zone 3) :

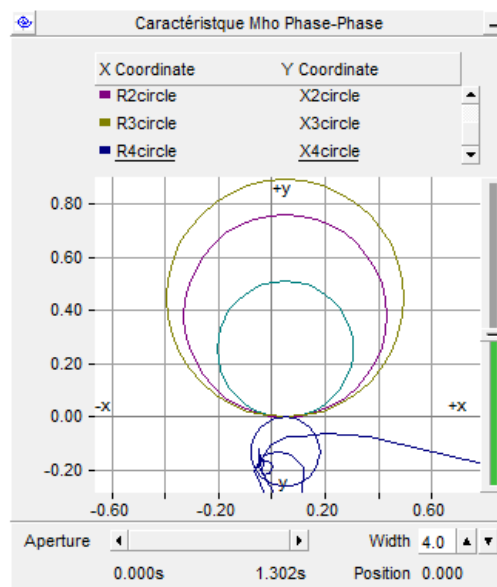


a). Trajectoire de l'impédance de défaut.

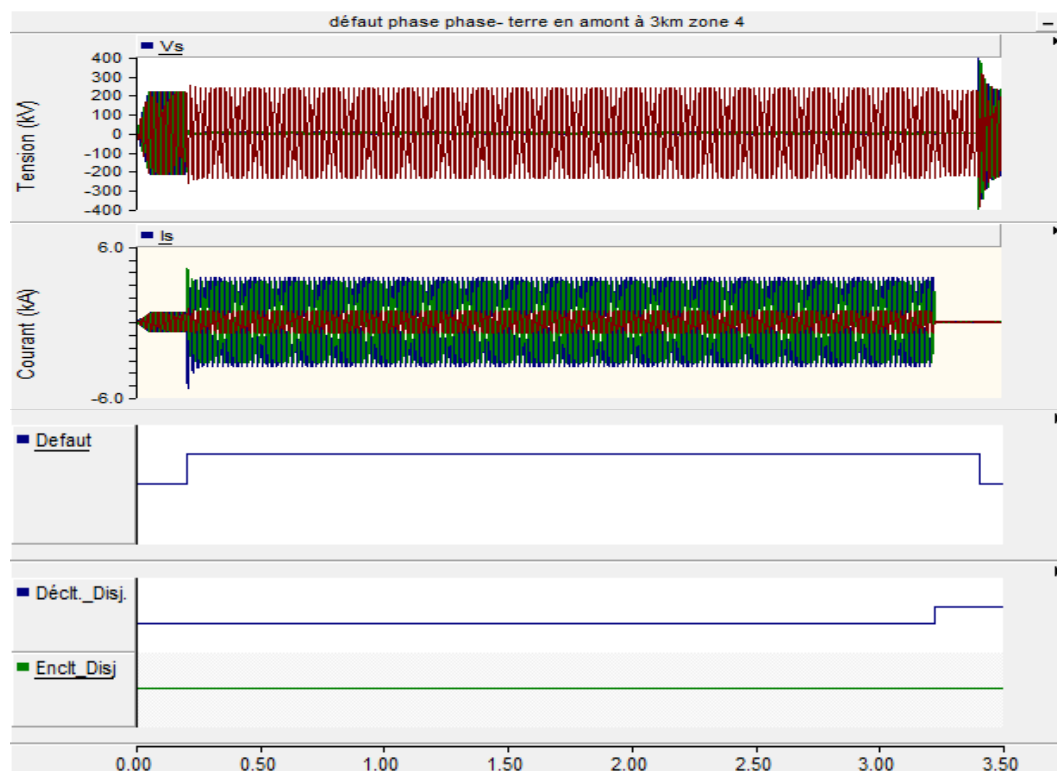


b). Formes des courants, tensions et des Top logique.
Figure.4.25 : Défaut Phase-Phase avec la terre à 21 km.

D/. Défaut Phase-Phase avec la terre à 3 km en amont (Zone 4) :



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

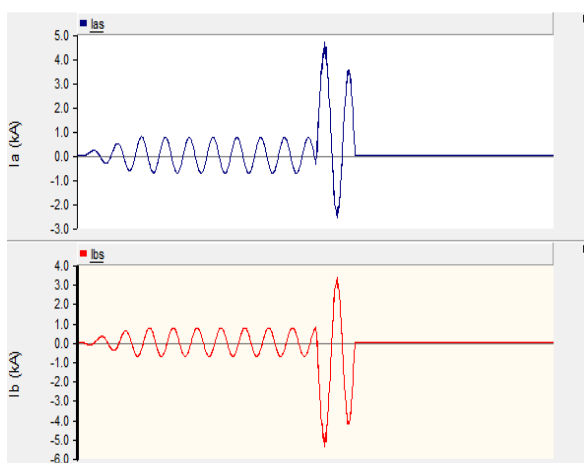
Figure 4.26: Défaut Phase-Phase avec la terre à 3 km en amont.

- Pour les différentes simulations présentées dans les figures, on remarque que lors du défaut, que ce soit un défaut phase-phase ou phase-phase avec terre le courant dans les phases augmente brusquement, tandis que la tension diminue.
- L'autre phase qui n'a pas subi de défaut, on remarque que les valeurs des courants et des tensions restent inchangées.
- Le disjoncteur s'actionne instantanément avec le défaut (Zone1), après 0.3 s (Zone2), après 1.5 s (Zone3) et après 3 s s'il s'agit d'un défaut à la Zone 4.
- La fonction du réenclenchement n'est pas activée après le déclenchement du disjoncteur.

4.4.5.4. Comparaison entre les défauts à la terre et les défauts sans-terre :

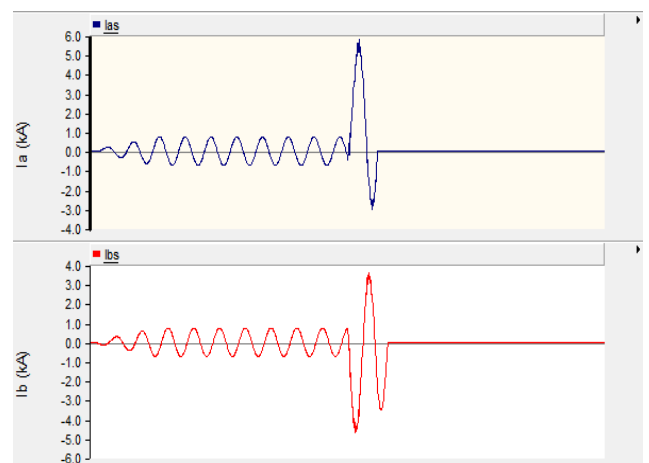
A/.Zone 1 :

Défaut Phase-Phase sans terre :



$I_a = 4.45 \text{ KA}$
 $I_b = -5.19 \text{ KA}$

Défaut Phase-Phase avec terre :

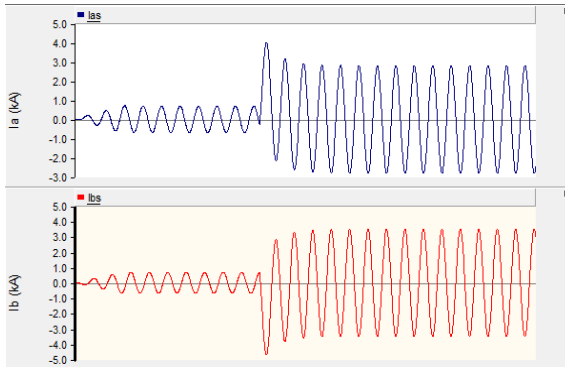


$I_a = 5.19 \text{ KA}$
 $I_b = -4.53 \text{ KA}$

Figure 4.27: Comparaison des amplitudes Zone 1.

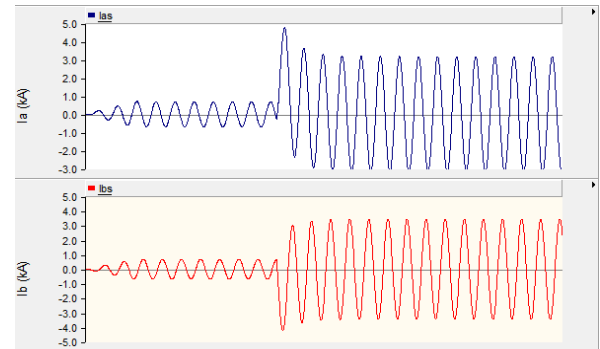
B./Zone 2 :

Défaut Phase-Phase sans terre :



$I_a = 4.04 \text{ KA}$
 $I_b = - 4.70 \text{ KA}$

Défaut Phase-Phase avec terre :

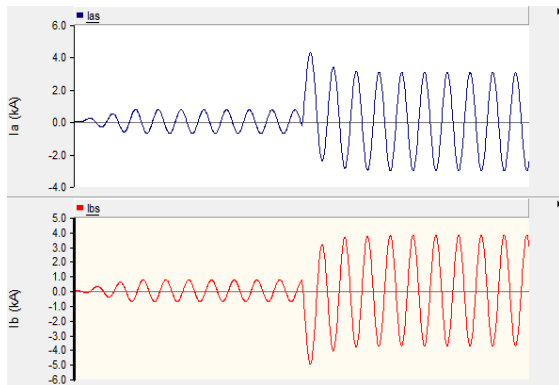


$I_a = 4.75 \text{ KA}$
 $I_b = - 4.04 \text{ KA}$

Figure 4.28: Comparaison des amplitudes Zone 2.

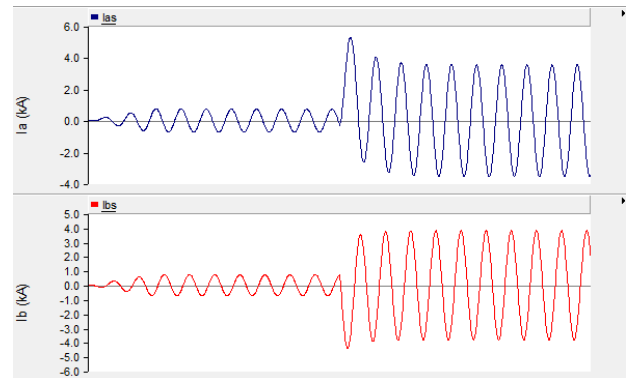
C./Zone 3 :

Défaut Phase-Phase sans terre :



$I_a = 4.27 \text{ KA}$
 $I_b = - 5.00 \text{ KA}$

Défaut Phase-Phase avec terre :

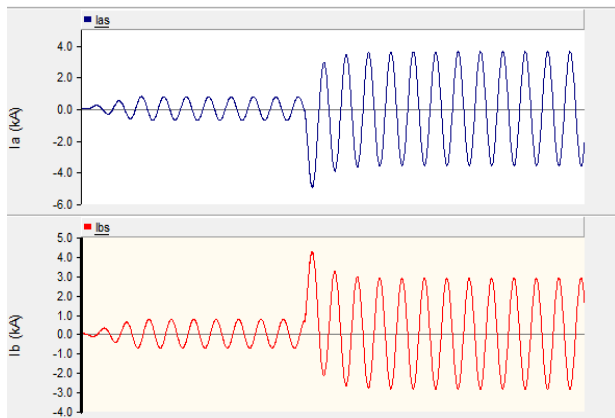


$I_a = 5.28 \text{ KA}$
 $I_b = - 4.36 \text{ KA}$

Figure 4.29: Comparaison des amplitudes Zone 3.

D/.Zone 4 :

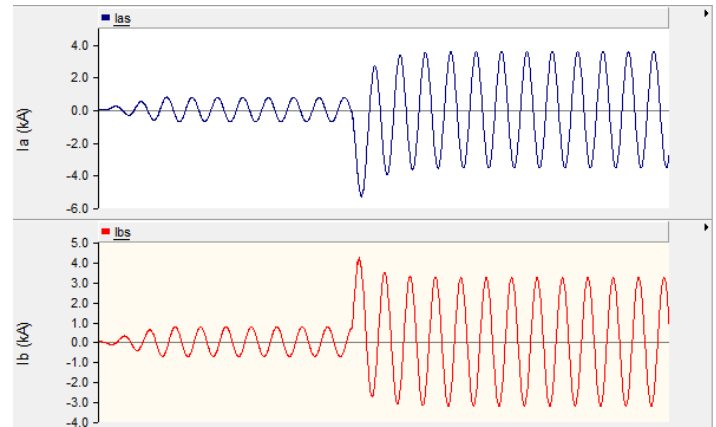
Défaut Phase-Phase sans terre :



$$I_a = -4.94 \text{ KA}$$

$$I_b = 4.22 \text{ KA}$$

Défaut Phase-Phase avec terre :



$$I_a = -5.24 \text{ KA}$$

$$I_b = 4.06 \text{ KA}$$

Figure 4. 30: comparaison des amplitudes Zone 4.

D'après les 4.27, 4.28, 4.29 et 4.30 présentant les défauts phase-phase et phase-phase avec terre on a constaté que :

- L'amplitude des défauts de type Phase-Phase à la terre est plus importante que celle de type Phase-Phase sans terre, ce qui signifie que le premier est plus dangereux et nécessite une prévention plus sophistiquée.
- On a également observé que le sens du courant au moment du défaut change sa direction vers l'opposée au niveau des première, deuxième et troisième zones, mais pas pour la quatrième.
- On a aussi vu qu'au moment du défaut, le courant des deux phases siège de défaut, présente des caractères contradictoire : si le courant de la première phase augmente, l'autre va diminuer. Ceci est valable pour la première, deuxième et troisième zone, mais pas pour la quatrième.
- La quatrième zone est soumise à des caractéristiques différentes par rapport aux trois premières zones.

Exploitation des résultats :

- La protection différentielle câble est plus rapide et sélective par rapport à la protection à distance aux courtes lignes.
- L'amplitude des défauts de type Phase-Phase à la terre est plus importante que celle de type Phase-Phase sans terre, ce qui signifie que le défaut phase-phase avec terre est plus dangereuse et nécessite une prévention plus sophistiquée.

4.5. Conclusion :

Nous avons élaboré dans ce dernier chapitre, des modèles de simulation de la protection des réseaux électrique (protection différentielle et Protection de distance), en utilisant le logiciel de simulation PSCAD. En premier modèle de simulation de la protection différentielle de câble a été présenté dans notre étude. Pour voir le comportement du fonctionnement et de la stabilité de la protection, nous avons simulé des défauts internes et externes de la zone de protection. . En deuxième, nous avons confirmé la performance de la protection de distance qui utilise la caractéristique Mho pour différents points de défaut (Zone 1, Zone 2, Zone 3 et Zone 4) et avec différents types de défauts (Phase-Terre, Phase-Phase, Phase-Phase a la terre).

Références Bibliographiques

- [1] Olivier RICHARDOT « **Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée** » Thèse de doctorat INPG, 2000.
- [2] Schneider Electric, « **Architecteur de Réseau de électrique** », 2007. [6] B. M Weedy, « **Electric Power Systems** », 3rd éd., John Wiley & Sons Ltd., London, 1979.SIEMENS, « **Power Engineering Guide - Transmission and Distribution** » 4th Edition, 2005.
- [3] C. Puret, « **les réseaux de distribution publique MT dans le monde** », Cahier Technique Merlin Gerin 155, septembre1991.
- [4] SIEMENS, « **Power Engineering Guide - Transmission and Distribution** » 4th Edition, 2005.
- [5] J.M. DELBARRE, « **Postes à HT et THT - Rôle et Structure** », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D 4570, 2004.
- [6] A. HAMMOUD, « **Etude des convertisseurs haute tension pour la protection et la coordination de réseau de distribution** ». Thèse pour le grade de Docteur en Génie Electrique, INSA de Lyon, 2010.
- [7] Technique de l'ingénieur (D9)
- [8] Schneider Electric, « **Protections des Réseaux Electriques** », Guide de la Protection, 2008.
- [9] M. ZELLAGUI, « **Etudes des protections des réseaux électriques MT (30 & 10kV)** », Mémoire de Magistère en Electrotechnique, Université Mentouri Constantine, 2010.
- [10] Schneider Electric, « **Architecteur de Réseau de Distribution** », 2007.
- [11] Schneider Electric, « **Protections des Réseaux Electriques** », Guide de la Protection, 2008.
- [12] J.M. DELBARRE, « **Postes à HT et THT - Rôle et Structure** », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D 4570, 2004.
- [13] Groupe Sonelgaz, XD, « **Guide Technique de Distribution** », Document technique de Groupe SONELGAZ, 1984.
- [14] D. DJAMAA, « **Réglage et coordination de relais numériques de protection dans un réseau électrique**», Mémoire de Master en Génie Électrique, Université Yahia Fares de Médéa, 2013.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES :

- [15] M. LAMI, « **Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique** », Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.
- [16] C. PRÉVÉ, « **Protection des Réseaux Electriques** », Edition HERMES, Paris 1998.
- [17] GRTE/AL (SONELGAZ), Référence « **Direction Maintenance et Travaux - Division Essais et Contrôle** » et « **Direction Exploitation - Département Méthodes et Coordination** ».
- [18] Zaaboubi C. PRÉVÉ, « **Protection des Réseaux Electriques** », Edition HERMES, Paris 1998.
- [19] C. RUSSELL MASON, « **The Art and Science of Protective Relaying** », 1956 - New York.
- [20] C. CLAUDE & D. PIERRE, « **Protection des Réseaux de Transport et de Répartition** », Direction de la Production et du Transport d'Electricité (EDF), octobre 2005.
- [21] R. LADJEROUD, « **Protection Adaptative par Relais à Minimum d'Impédance** », Mémoire de Magistère en Génie Electrique, Université M'Hamed BOUGARA, Boumerdes, 2006.
- [22] L. G HEWITSON, M. BROWN, R. BALAKRISHNAN, « **Guide de la protection des équipements électriques** », Paris : Dunod, 2007.
- [23] S.G. AQUILES PEREZ, « **Modeling Relays For Power System Protection Studies** », Ph. D. Thesis, University of Saskatchewan Saskatoon, Saskatchewan, Canada, 2006.
- [24] Craig Muller, « **User Guide: On The Use Of PSCAD, Manitoba HVDC Research Centre** », Canada, 2005.
- [25] LEE KAH CHOON, « **SIMULATION STUDY AND SETTING OF DISTANCE RELAYS ON DOUBLE CIRCUIT TRANSMISSION LINES USING PSCAD** », Bachelor of Engineering (Electrical), Faculty of Electrical Engineering Universiti Teknologi Malaysia, 2003.
- [26] Abdullah Asuhaimi bin Mohd. Zin, Md Shah Majid, Ahmad Safawi Mokhtar & Saifulnizam Abd. Khalid, « **Power System Engineering** », Faculty of Electrical Engineering, 2012.
- [27] ben menssour mourad, « **réalisation d'un guide de réglage des protection et automatisme**» 2012 (OFPPT)
- [28] ABB 1MRB520050-URF « **Protection numérique de ligne REL 316*4**» Edition juillet 2002. Volume II.
- [29] «**Protection à Distance 7SA513**», SIEMENS. SIPROTEC, Version 4.6Manuel 2006.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES :

[30] "**DIGSI 4 SIEMENS**", AG.Édition: 25.01.05 E50417-G1177-C152-A1.

[31] "**SIGRA 4 d'enregistrement de défauts**", SIEMENS 2006.

[32] "**Caisse d'injection -Test Universe**", OMICRON,- ISO 9001 Version 3.1.5 2006.

Tables des Matières

Liste des Figures

Liste des Tableaux

Liste des Abréviations

Liste des Symbole

Introduction Générale..... 1

CHAPITRE 1: GENERALITE SUR LE RESEAUX ELECTRIQUES

1.1. Introduction :..... 3

1.2. Généralités sur les réseaux électriques :..... 3

1.3. Les différents types de réseaux :..... 4

1.3.1. Réseaux de transport et d'interconnexion :..... 4

1.3.2. Réseaux de répartition:..... 4

1.3.3. Réseaux de distribution :..... 5

1.3.3.1. Réseaux de distribution à moyenne tension : 5

1.3.3.2. Réseaux de distribution à basse tension :..... 5

1.4. Domaines de Tension:..... 6

1.5. Définition d'un poste :..... 7

1.5.1 Différents types de postes électriques :..... 7

1.5.2. Critères de choix :..... 8

1.5.2.1. Simple antenne : 8

1.5.2.2. Double antenne :..... 9

1.5.2.3. Double antenne avec double jeu de barres :..... 10

1.6. Les lignes électriques :..... 12

1.6.1. Composants des lignes aériennes :..... 12

1.6.1.1. Les pylônes :..... 12

1.6.1.2. Les câbles conducteurs :.....13

1.6.1.3. Câbles de garde :.....13

1.6.1.4. Les isolateurs :.....14

1.7. Les câbles souterrains:..... 15

TABLE DES MATIERES

1.7.1. Mode de pose des câbles souterrains :.....	16
1.8. Les différents types de défaut du Réseaux Electrique :.....	16
1.8.1. Les Courts-circuits :.....	16
1.8.1.1. Origines :.....	16
1.8.1.2. Caractéristiques:.....	17
1.8.1.3. Les effets des Courts-circuits :.....	18
1.8.1.4. Analyse des statistiques des défauts :.....	19
1.8.2. Les Surtension :.....	20
1.8.3. Les surcharges :.....	20
1.8.4. Les oscillations :.....	21
1.8.5. Les déséquilibres :.....	21
1.8.6.Pompage :.....	21
1.9. Conclusion :.....	21

CHAPITRE 2 : Différents types des protections des câbles de transport de L'électricité

2.1. Introduction :.....	22
2.2. Le contexte historique	22
2.3. Nécessité de la protection électrique :.....	22
2.4. Fonctions d'un système de protection électrique :.....	23
2.5. Chaîne générale d'un système de protection :.....	23
2.6. Définition de la zone de protection :.....	23
2.7. Qualité principale d'un Système de Protection :.....	24
2.7.1. Rapidité :.....	24
2.7.2. Sélectivité :.....	24
2.7.2. 1. Sélectivité ampèremétrique :.....	25
2.7.2. 2 . Sélectivité chronométrique :.....	25
2.7.2. 3. Sélectivité logique :.....	26
2.7.3. Sensibilité :.....	28
2.7.4. Fiabilité :.....	28
2.8. Techniques utilisées dans la protection des câbles de transport :.....	29
2.8.1. Protection différentielle :.....	30

TABLE DES MATIERES

2.8.2. Protection de distance	31
2.8.2.1. Principe de base	31
2.8.2.2. Relais de mesure d'impédance	32
2.8.2.3. Caractéristiques de surcharge maximale admissible	34
2.8.2.4. Principe de mesure	34
2.8.2.5. Caractéristiques des relais de distance	35
2.8.2.6. L'application de la zone de protection dans les relais de distance	40
2.8.2.7. Fonction anti-pompage	43
2.8.2.8. Fonction Fusion fusible	44
2.8.2.9. Fonction directionnelle	45
2.8.2.10. Fonction surveillance tension	45
2.8.3. Protection par relais à maximum de courant	45
2.8.3.1. Protection par relais à maximum de courant non directionnelle	46
2.8.3.2. Relais à temps indépendant	46
2.8.4. Protection de défaillance disjoncteur	46
2.9. Conclusion	47
CHAPITRE 3 : Essais et réglages des protections du départ 220KV HAMMA / EL HARRACH	
3.1. Introduction	48
3.2. Présentation du poste HAMMA	48
3.2.1. Constitution du poste Hamma	49
3.3. Protection de travée câble 220KV HAMMA – EL HARRACH	50
3.3.1. Protection numérique différentielle longitudinale type REL316*4	51
3.3.1.1. Principe de fonctionnement	52
3.3.2. Protection de distance 7SA513	54
3.3.2.1 Types de relais	54
3.3.2.2. Paramètres de configuration de la Protection de distance	57
3.4. Caisse d'injection numérique type CMC 356 MICRON	59
3.4.1. Matériels utilisés	59
3.4.2. Composants du système	59
3.5. Simulation dès l'essai	60

TABLE DES MATIERES

3.5.1. Simulation N°1 de la protection différentielle REL 316*4:.....	60
3.5.1.1. Défaut interne de la zone de protection :.....	60
3.5.1.2 Défaut externe de la zone de protection :.....	62
3.5.2. Simulation N°2 de la protection distance 7SA513:.....	65
3.5.2.1 .La zone 1 :.....	65
3.5.2.2.La zone 2 :.....	68
3.5.2.3. La zone 3 :.....	71
3.5.2.4 La zone 4 :.....	74
3.6. Conclusion :.....	78

CHAPITRE IV : SIMULATION DES PROTECTIONS DES câble DE TRANSPORT DE L'ELECTRICITE

4.1. Introduction :.....	79
4.2. Présentation du logiciel PSCAD :	79
4.2.1. Les composants PSCAD utilisés:.....	80
4.3. Protection Différentielle de la câble :.....	80
4.3.1. Modélisation de la protection Différentielle câble	82
4.3.2. Résultats de simulation.....	83
4.3.2.1. Défaut interne de la zone de protection:.....	84
4.3.2.2. Défaut Phase-Phase (avec terre) ::.....	85
4.3.2.3. Défaut Phase-Phase (sans terre) ::.....	87
4.3.2.4. Défaut externe de la zone de protection :.....	89
4.4. Protection de Distance :.....	91
4.4.1. Schéma de la protection de distance :.....	91
4.4.2. Module de calcul des zones :.....	93
4.4.3. Algorithme de la protection et logique de déclenchement et enclenchement :.....	94
4.4.4 Modèle de simulation :.....	96
4.4.5. Résultats de simulation :.....	97
4.4.5.1. Défaut Phase-Terre sur différentes points de la ligne :.....	98
4.4.5.2. Défaut Phase-phase sur différents endroits du câble:.....	103
4.4.5.3. Défaut Phase-phase avec la terre :.....	107
4.4.5.4. Comparaison entre les défauts à la terre et les défauts sans-terre :.....	111
4.5. Conclusion ::.....	114

TABLE DES MATIERES

Conclusion général:..... 115

ANNEXE

Bibliographie.

Liste des Abréviations

HT, HTA ou HTB : Haute Tension.

BT, BTA ou BTB : Basse Tension.

TBT : Très Basse Tension.

I_N : Courant Nominal.

U_N : Tension Composée Nominale.

kV : Kilo Volt.

TC : Transformateur de Courant.

TT : Transformateur de Tension.

JB : Jeu de Barre.

TR. : Transformateur.

C.E.I : Commission Electrotechnique Internationale.

I_A : Courant Phase A.

I_B : Courant Phase B.

I_C : Courant Phase C.

I_{cc} : Courant de Court Circuit.

$I_{cc_{min}}$: Courant de Court Circuit Maximum.

$I_{cc_{max}}$: Courant de Court Circuit Minimum.

I_S : Seuil de Fonctionnement.

T : Retard de Fonctionnement (Temporisation).

I_{Diff} : Courant différentiel.

I_{Ret} : Courant de retenue.

U_{cc} : Tension de Court Circuit.

Z_{Source} : Impédance de la Source.

Z_{Ligne} : Impédance de la ligne.

Z_{Charge} : Impédance de Charge.

Z_{CC} : Impédance de Court Circuit.

$R_{Défaut}$: Résistance de Défaut.

φ_{Charge} : Angle de Charge.

Z_{Tm} : L'impédance minimale de transit.

V_{Tm} : tension de transit minimale.

I_{SM} : courant de surcharge maximale de la ligne.

I_{def} : courant de défaut.

R_D : résistance de défaut.

V_{def} : tension de défaut.

Z_S : l'impédance de source.

Z_L : l'impédance de la ligne entre le point de mesure et le défaut.

I_R : courant admissible de la ligne.

ISURCH : courant de surcharge maximal

P : Puissance Active.

Q : Puissance Réactive.

S : Puissance apparente.

V_A : Tension Simple Phase A.

V_B : Tension Simple Phase B.

V_C : Tension Simple Phase C.

V_{AB} : Tension Simple Phase AB.

V_{BC} : Tension Simple Phase BC.

V_{CA} : Tension Simple Phase CA.

X_1, X_2 et X_0 : Réactance Directe, Inverse et Homopolaire.

R_1, R_2 et R_0 : Résistance Directe, Inverse et Homopolaire.

Z_1, Z_2 et Z_0 : Impédance Directe, Inverse et Homopolaire.

V_{Source} : La tension de la source.

R_{Source} : La résistance de la source.

L_{Source} : L'inductance de la source.

C_{Source} : La capacitance de la source.

K_0 : Coefficient de terre.

I_{S1} : Le seuil de déclenchement du courant différentiel (I_{Diff}).

K_1 : La 1^{ère} pente de la caractéristique de déclenchement en pourcentage.

I_{S2} : Le seuil du courant stabilisant (I_{Bias}).

K_2 : La 2^{ème} pente de la caractéristique de déclenchement en pourcentage.

TD : Valeur de réglage de Multiplicateur de Temps.

I : Courant de Défaut.

A, B, K, p : Constants de la caractéristique.


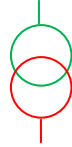








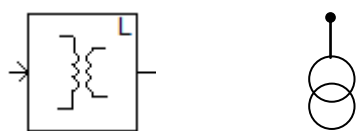
Liste des Figures

Figure 1.1 : Le réseau électrique	3
Figure 1.2 : Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique	6
Figure 1.3 : Architecture simple antenne	8
Figure 1.4 : Architecture double antenne	9
Figure 1.5 : Architecture double antenne avec double jeu de barres	11
Figure 1.6 : Les pylônes en acier	13
Figure 1.7 : Câbles de garde	14
Figure 1.8 : Chaînes d'isolateurs	14
Figure 1.9 : les câbles souterrains	15
Figure 1.10 : Câble électrique haute tension	15
Figure 1.11 : différents formes des Courts-circuits	17
Figure 2.1 : Chaîne principale de la protection électrique	23
Figure 2.2 : Les zones de protection d'un réseau électrique	24
Figure 2.3 : Fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique	25
Figure 2.4 Principe de la sélectivité chronométrique.....	26
Figure 2.5 : Principe de la sélectivité logique	27
Figure 2.6 : Fiabilité d'une protection	29
Figure 2.7 : Association de protection	29
Figure 2.8 : Protections différentielles longitudinale d'une ligne à 2 extrémités.....	30
Figure 2.9 : Principe de base du fonctionnement	32
Figure 2.10 : Mesure d'impédance sur un circuit monophasé	33
Figure 2.11 : Diagramme d'impédance	33
Figure 2.12 : Caractéristique de surcharge maximale admissible	34
Figure 2.13 : principe d'un relais d'impédance	35
Figure 2.14 : Impédance de court-circuit et de charge (transit).....	35
Figure 2.15 : Caractéristique élémentaire des relais d'impédance	37
Figure 2.16 : caractéristique utilisées dans les réseaux maillés	37
Figure 2.17 : Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne passe par le centre du cercle).....	39
Figure 2.18 : Caractéristique Quadrilatérale	39

Figure 2.19 : Diagramme de mesure d'un relais à réactance	40
Figure 2.20 : Caractéristique des la Zone 1 Mho	41
Figure 2.21 : Caractéristique des trois Zones Mho	43
Figure 2.22 : Zones de la Protection de distance	43
Figure 2.23 : Principe de la détection de pompage	44
Figure 2.24 : Protection à temps indépendant temporisé	47
Figure 2.25 : Principe de fonctionnement PDD	47
Figure 3.1 : Localisation du poste HAMMA	48
Figure 3.2 : Schéma bloc de travée souterraine 220KV	50
Figure 3.3 : protection différentielle REL 316*4.....	51
Figure 3.4 : Liaison par fibres optiques à l'aide d'un système de type FOX à 2 Mbit/s	52
Figure 3.5 : Caractéristique de déclenchement de la fonction différentielle.....	52
Figure 3.6 : protection distance 7SA513.....	54
Figure 3.7 : les différent zone de protection	55
Figure 3.8 : Caractéristique quadrilatérale d'une protection de distance	57
Figure 3.9 : la liaison entre les deux postes HAMMA- EL HARRACHE	57
Figure 3.10 : Matériels utilisés	59
Figure 3.11 : diagramme vectoriel	60
Figure 3.12 : Perturbographie de la protection différentielle REL316*4	61
Figure 3.13 : Les Tops logiques de la protection différentielle REL 316*4	62
Figure 3.14 : diagramme vectoriel	63
Figure 3.15 : Perturbographie de la protection différentielle REL316*4	64
Figure 3.16 : Les Tops logiques de la protection différentielle REL 316*4	65
Figure 3.17-19 : Perturbographie de PP2 '7SA513' Zone 1.....	66- 67
Figure 3.18-20 : Les Tops logiques de la protection distance 7SA513.....	66- 68
Figure 3.21-23 : Perturbographie de PP2 '7SA513' Zone 2.....	69- 70
Figure 3.22-24 : Les Tops logiques de la protection distance 7SA513.....	69- 71
Figure 3.25-27 : Perturbographie de PP2 '7SA513' Zone 3.....	72- 73
Figure 3.26-28 : Les Tops logiques de la protection distance 7SA513.....	72- 74
Figure 3.29-31 : Perturbographie de PP2 '7SA513' Zone 4.....	75- 76
Figure 3.30-32 : Les Tops logiques de la protection distance 7SA513.....	75- 77

Figure 4.1 : Interface utilisateur PSCAD/EMTDC	79
Figure 4.2 : Pente de caractéristique la Protection Différentielle	81
Figure 4.3 : Module de la Protection Différentielle	82
Figure 4.4 : Modèle de simulation de la protection Différentielle sur PSCAD	83
Figure 4.5 : Comportement de la protection pour un défaut interne (phase-terre).	85
Figure 4.6 : Comportement de la protection pour un défaut interne (biphasé avec terre).	87
Figure 4.7 : Comportement de la protection pour un défaut interne (phase-phase).	89
Figure 4.8 : Comportement de la protection pour un défaut externe	91
Figure 4.9 : Schéma de la Protection de distance	92
Figure 4.10 : Bloc de calcul des Zones (Mho).	93
Figure 4.11 : Algorithme de déclenchement de la protection de Distance	95
Figure 4.12 : Schémas de la protection Distance sur PSCAD	96
Figure 4.13 : Schéma unifilaire du réseau électrique	96
Figure 4.14 : Défaut Phase-Terre à 5 km	98
Figure 4.15 : Défaut Phase-Terre à 16 km	99
Figure 4.16 : Défaut Phase-Terre à 19 km.....	100
Figure 4.17 : Défaut Phase-Terre à 3 km en amont	101
Figure 4.18 : Défaut Phase-Terre à 22 km	102
Figure 4.19 : Défaut Phase-Phase à 5 km	103
Figure 4.20 : Défaut Phase-Phase à 16 km	104
Figure 4.21 : Défaut Phase-Phase à 21 km	105
Figure 4.22 : Défaut Phase-Phase à 3 km en amont	106
Figure 4.23 : Défaut Phase-Phase avec la terre à 5 km	107
Figure 4.24 : Défaut Phase-Phase avec la terre à 16 km	108
Figure 4.25 : Défaut Phase-Phase avec la terre à 21 km	109
Figure 4.26 : Défaut Phase-Phase avec la terre à 2 km en amont	110
Figure 4.27 : Comparaison des amplitudes Zone 1.	111
Figure 4.28 : comparaison des amplitudes Zone 2	112
Figure 4.29 : Comparaison des amplitudes Zone 3.	112
Figure 4.30 : Comparaison des amplitudes Zone 4.	113

Liste des Symboles

Symbole	Description
	Centrale de Production
	Transformateur
	Autotransformateur
	Arrivée HTB ou HTA
	Départ HTB ou HTA
	Court-Circuit
	Disjoncteur
	Sectionneur
	Mise à la Terre
	Transformateur de Courant
	Transformateur de Tension

Liste des Tableaux

Tableau 1.1 : Tableau des domaines de tension.....	7
Tableau 1.2 : Statistique de défaut sur les réseaux HTB région d'Alger (2015)	20
Tableau 4.1 : calcul de l'impédance de défaut sur les différents défauts.....	93
Tableau 4.2 : Paramètres de système électrique (Source, Ligne et Protection).....	97

Conclusion général

Ce projet porte sur l'étude de la protection des câbles de transport de l'électricité Haute Tension contre les différentes perturbations auxquelles il peut être soumis tels que les courts-circuits et les surcharges électriques.

Un défaut quelconque sur les lignes de transport peut engendrer des conséquences néfastes sur le matériel (détérioration) et sur la qualité de l'alimentation des clients, la structure maillé du réseau impose une rapidité dans l'élimination des défauts, car c'est tout le réseau qui va participer à l'alimentation du défaut et sera de ce fait affecté par cette perturbation.

Le critère rapidité et efficacité dans les protections sont primordiales dans le choix de ces derniers.

Les essais via la caisse omicron et les simulations via PSCAD ont montré le bon fonctionnement des protections différentielles et de distance en concordance avec le réglage théorique des deux protections.

La protection différentielle est plus sélective dans l'élimination des défauts sur les câbles souterrains, elle est sélective et couvre 100% du câble, donc elle déclenche en instantanée pour les défauts qui sont à l'intérieur du câble et se bloque dans les cas contraire.

Du point de vue économique les protections différentielles, ne sont placées que sur les câbles souterrains et les lignes de courtes distances. En cas de perte de fibre optique qui est le moyen de communication entre les deux paires de la protection, la protection distance prend le relais et devient comme protection principale.